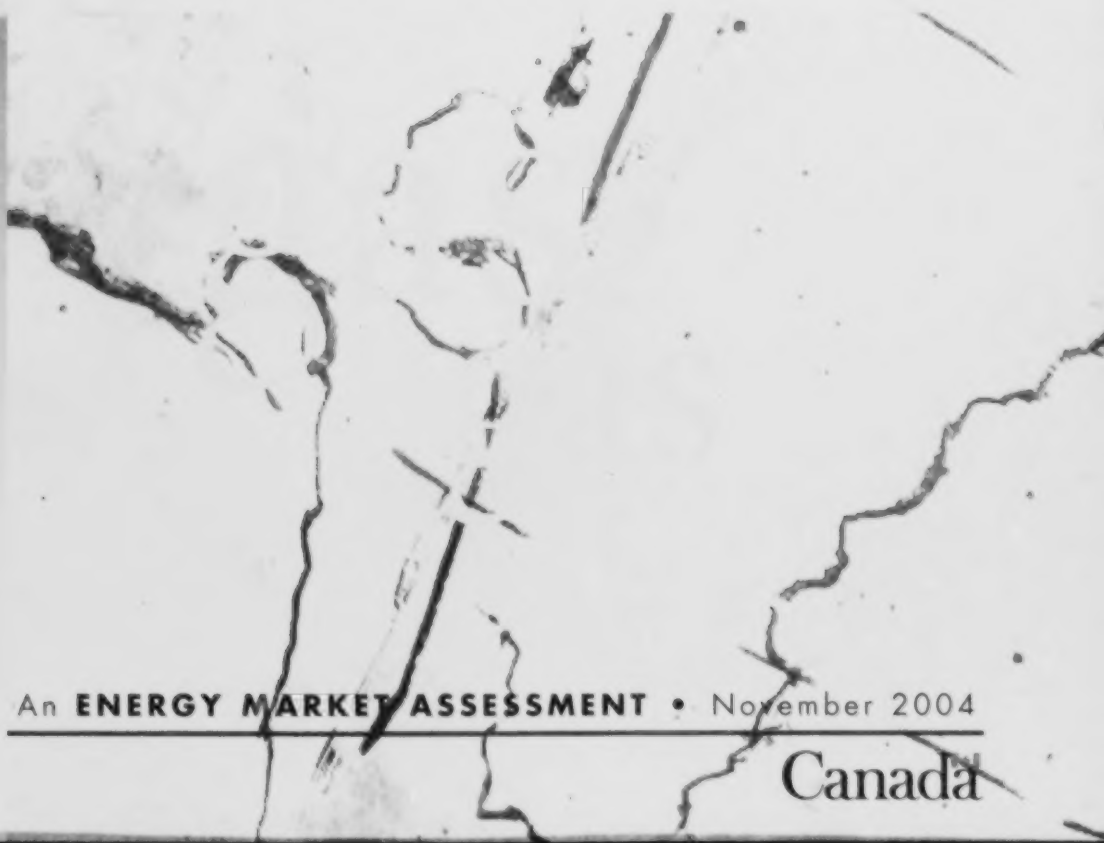
National Energy Board

Office national de l'énergie

Short-term Canadian **Natural Gas** Deliverability

2004 - 2006



An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • November 2004

Canada

105-01120/

National Energy Board

Office national de l'énergie

Short-term Canadian **Natural Gas** Deliverability

2004 - 2006

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • November 2004

Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-123/2004E
ISBN 0-662-38704-X

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-123/2004F
ISBN 0-662-78392-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

TABLE OF CONTENTS

List of Figures and Tables iii

List of Acronyms, Units and Conversion Factors iv

Foreword v

Overview vi

Chapter 1: Introduction 1

Chapter 2: Background 2
- 2.1 WCSB – Conventional Gas Supply 3
- 2.2 WCSB - Natural Gas from Coal (NGC) 3
- 2.3 Nova Scotia Offshore 4

Chapter 3: Methodology 6
- 3.1 WCSB – Conventional Gas Supply 6
  - 3.1.1 Existing Gas Well Connections 7
  - 3.1.2 Future Gas Well Connections 7
    - 3.1.2.1 Performance of Future Gas Well Connections 8
    - 3.1.2.2 Number of Future Gas Well Connections 9
  - 3.1.3 Yukon and Northwest Territories 11
  - 3.1.4 Solution Gas 11
- 3.2 WCSB – NGC 11
- 3.3 Nova Scotia Offshore 11

Chapter 4: Deliverability Parameters - Results 13
- 4.1 WCSB - Conventional Gas Supply 13
  - 4.1.1 Decline in Production from Existing Gas Well Connections and Solution Gas 13
  - 4.1.2 Future Gas Well Connections 13
    - 4.1.2.1 Performance Parameters for Future Average Gas Well Connections 13
    - 4.1.2.2 Number of Future Gas Well Connections 14

4.2 WCSB - NGC 16
4.2.1 Existing NGC Connections 16
4.2.2 Future NGC Connections 16
4.3 Nova Scotia Offshore 16

Chapter 5: Deliverability Outlook 17
5.1 WCSB - Conventional Gas 17
5.2 WCSB - NGC 18
5.3 Nova Scotia Offshore 19
5.4 Total Canada 19

Chapter 6: Conclusions and Implications 21

Glossary 23

Appendices 25

FIGURES

2.1	Canadian Gas Producing Areas	2
2.2	Study Areas in WCSB	3
2.3	WCSB Historical Conventional Gas Production by Connection Year	4
2.4	Nova Scotia Offshore Gas Production	5
3.1	Example of Group Production Decline Plot (Alberta Foothills Front Area, 1999 Connection Year)	8
3.2	Example of Average Gas Well Connection Production Decline Plot (Alberta Foothills Front Area, 1999 Connection Year)	9
3.3	WCSB Average Gas Well Connection Performance	10
3.4	Example of Initial Productivity of Average Gas Well Connections by Connection Year (Area: Alberta — Southeast)	10
4.1	WCSB Initial Productivity of Average Gas Well Connections by Connection Year	14
4.2	Western Canada Rig Fleet and Utilization	15
5.1	NGC Drilling and Deliverability	18
5.2	Nova Scotia Offshore Deliverability Outlook	19
5.3	Outlook for Canadian Gas Deliverability	20

TABLES

4.1	Production Characteristics for Average Gas Well Connections by Area in 2004, 2005 and 2006	14
4.2	Projected Gas Well Connections by Area	15
5.1	Canadian Gas Deliverability Outlook by Area	17

Acronyms, Units and Conversion Factors

Acronyms

B.C.	British Columbia
EMA	Energy Market Assessment
NEB	National Energy Board
NGC	Natural Gas from Coal
SOEP	Sable Offshore Energy Project
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin

Units

m^3	= cubic metres
Mcf	= thousand cubic feet
MMcf	= million cubic feet
Bcf	= billion cubic feet
m^3/d	= cubic metres per day
Mcf/d	= thousand cubic feet per day
MMcf/d	= million cubic feet per day
Bcf/d	= billion cubic feet per day
GJ	= Gigajoule

Conversion Factors

1 million m^3 (@ 101.325 kPaa and 15° C)	= 35.3 MMcf (@ 14.73 psia and 60° F)
1 GJ	= 0.95 Mcf

FOREWORD

As part of its mandate under the *National Energy Board Act*, the National Energy Board (NEB or the Board) is required to study and keep under review a broad range of energy matters over which Parliament has jurisdiction. In keeping with this responsibility, the Board continually monitors the supply of all energy commodities in Canada (including electricity, oil, natural gas and natural gas liquids) and the demand for Canadian energy commodities in both export and domestic markets. The Board publishes reports on energy, known as Energy Market Assessments (EMAs), which examine various facets of Canada's energy market. These reports include both long-term assessments of Canada's energy future and specific reports on current and near-term energy market issues.

In addition to its mandate to monitor energy markets in Canada, the Board has specific monitoring responsibilities pursuant to its regulatory responsibilities. The Board is required to monitor Canadian energy markets to ensure that markets are operating such that Canadian energy requirements are being met at fair market prices.

This EMA report, titled *Short-term Canadian Natural Gas Deliverability, 2004-2006*, examines the factors which affect gas supply in the short-term and presents an outlook for deliverability through to the year 2006. The main objective of this report is to advance the understanding of the short-term gas supply situation by examining recent trends in the production characteristics of the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) and the east coast offshore and applying these trends to provide an outlook for short-term Canadian deliverability. Further, this report is an update to the Board's December 2003 EMA, titled *Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin, 2003 - 2005*.

During the preparation of this report, meetings and discussions were conducted with natural gas producers, pipeline companies and industry associations. The Board appreciates the information and comments it received.

Questions and comments regarding this EMA may be referred to either: .

Ken Martin	telephone: (403) 299-3107, email: kmartin@neb-one.gc.ca, or
Paul Mortensen	telephone: (403) 299-2712, email: pmortensen@neb-one.gc.ca

Overview

For much of this decade, North American natural gas markets have experienced an extremely close balance between supply and demand. Since 2001, supply growth has stalled and demand has had to be reallocated to accommodate market growth. These tight market conditions have been contributing to high and volatile natural gas pricing. Over the last year, a dramatic increase in oil prices has exacerbated the upward movement in gas prices by reducing fuel switching opportunities. In such a tightly balanced market, the critical role of Canadian gas supply takes on even greater importance. The objective of this assessment is to provide an outlook for Canadian natural gas deliverability through to the end of 2006.

Rising Canadian gas production was able to satisfy a substantial portion of U.S. demand growth throughout the 1990s, and now accounts for almost one-quarter of the gas consumed in the two countries[1]. Since 2001, Canadian production has stayed stubbornly flat despite strong pricing and record-breaking drilling activity.

Almost 98 percent of Canadian gas is produced from the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) with Alberta accounting for roughly 80 percent of the output. British Columbia and Saskatchewan contribute roughly 16 and four percent of the total respectively. Conventional gas in the WCSB will remain the mainstay of Canadian gas production through the projection period, but increasing interest is being shown in the commercial development of natural gas from coal (NGC)[2]. Since the start of the decade, gas production from offshore Nova Scotia has established a vital regional presence serving domestic gas consumption in the Maritimes and export markets in the U.S. northeast. For this assessment, separate deliverability estimates are provided for conventional gas in the WCSB, NGC and offshore Nova Scotia.

The Board expects average annual Canadian gas deliverability to rise slightly over the period from 469 million m^3/d (16.6 Bcf/d) in 2003 to 473 million m^3/d (16.7 Bcf/d) in 2004 and to 477 million m^3/d (16.9 Bcf/d) by 2006. WCSB conventional gas and offshore Nova Scotia maintain deliverability levels around 456 million m^3/d (16.1 Bcf/d) and 11 million m^3/d (0.4 Bcf/d) respectively over the period. The slight increase in deliverability is largely attributable to an expected rise in NGC deliverability from 3 million m^3/d (0.1 Bcf/d) in 2004 to 11 million m^3/d (0.4 Bcf/d) in 2006.

With production and decline rates fairly stable in conventional areas of the WCSB, a similar amount of deliverability will need to be replaced each year through new well connections. However, the average initial productivity of new well connections in conventional gas areas of the WCSB continues to trend downward. To offset the slippage in productivity, an increasing number of new gas well connections are needed each year to maintain conventional WCSB deliverability.

1. Canadian gas supplies virtually all domestic requirements as well as roughly 16 percent of U.S. requirements.
2. Also known as coal bed methane or CBM.

The number of NGC wells to be drilled is expected to increase significantly over the period as the scale of development expands from its initial stage. One additional field is expected to be brought into production offshore Nova Scotia to join the four producing fields.

In summary, the modest increase in Canadian gas deliverability is expected to be achieved through increases in drilling activity from 15,100 gas wells drilled in 2003 to an expected 15,600 in 2004 and 17,900 in 2006. The majority of these wells are in conventional gas areas in the WCSB. Canadian natural gas prices are expected to remain above the $4.75/GJ ($5.00/Mcf)[3] level over the period and provide sufficient cash flow to fund the anticipated activity levels.

3. All prices in this report are denominated in current Canadian dollars at the AECO Hub in Alberta.

INTRODUCTION

Canada is an important source of natural gas supply in North America accounting for almost one-quarter of the combined production of Canada and the United States in 2003. Due to Canada's substantial role in North American natural gas supply, there is considerable interest in the outlook for Canadian gas production over the next few years. The primary objective of this report is to provide the Board's current outlook for Canadian natural gas deliverability to the end of 2006.

Previous EMAs on the topic of short-term deliverability dealt exclusively with natural gas from western Canada. This assessment supplements the analysis of western Canada by examining deliverability from offshore Nova Scotia. As well, with the growing interest and rapid developments surrounding NGC, an increased emphasis has been placed on NGC in western Canada. The assessment also examines the impact of stronger prices and increased revenues for the upstream sector on gas drilling and deliverability.

Chapter 2 provides background on Canadian supply, including a description of the geographic extent and nature of the supply in each region. Also included is a discussion of recent regional production trends.

Chapter 3 describes the approach used to estimate Canadian gas deliverability. The approach includes the analysis of production decline trends by region to estimate future deliverability from existing wells. The chapter also describes how the production characteristics of the more recently connected wells are used to estimate initial productivity and decline rates for future gas well connections. The development of the cash flow estimates and the corresponding drilling outlook are also described.

Chapter 4 provides the results of the regional deliverability analyses including the estimated production characteristics for currently producing and future gas wells, and the number of gas well connections expected over the projection period.

The Board's outlook for Canadian natural gas deliverability is presented in Chapter 5. The conclusions and possible implications of the assessment are discussed in Chapter 6.

BACKGROUND

The Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) has traditionally been Canada's main source of gas production and it currently accounts for 98 percent of total Canadian production. Natural gas production from offshore Nova Scotia commenced at the end of 1999 and provides most of the remaining gas production in Canada[4]. Figure 2.1 shows the location of these gas producing areas. Descriptions of the significant features of the regions and a summary of recent production follow.

FIGURE 2.1

Canadian Gas Producing Areas

4 Minor amounts of gas production occur in other parts of the country including southern Ontario and New Brunswick. These minor production volumes are not addressed in this assessment.

2.1 WCSB – Conventional Gas Supply

The WCSB underlies most of Alberta, significant portions of British Columbia (B.C.) and Saskatchewan, as well as parts of Manitoba and the Yukon and Northwest Territories (Figure 2.1). Alberta accounts for the largest share of production at roughly 80 percent. British Columbia and Saskatchewan provide roughly 16 and four percent of the total respectively. The Yukon and Northwest Territories currently contribute less than one percent of WCSB production and there is currently no production in Manitoba.

The large regional differences in physical and producing characteristics within the WCSB require that the basin be divided into smaller areas with similar characteristics for production decline analysis. For this assessment, the WCSB has been split into 14 geographic regions based on similar producing characteristics, as shown in Figure 2.2.

WCSB monthly gas production by connection year is shown in Figure 2.3. Gas production from the WCSB has been stable for the past few years at around 450 million m^3/d (16 Bcf/d) as high levels of drilling activity have been offset by higher decline rates and lower productivity of new wells. The increasingly vital role of new drilling is also evident, with roughly 50 percent of 2003 production provided by wells that have been on production for five years or less.

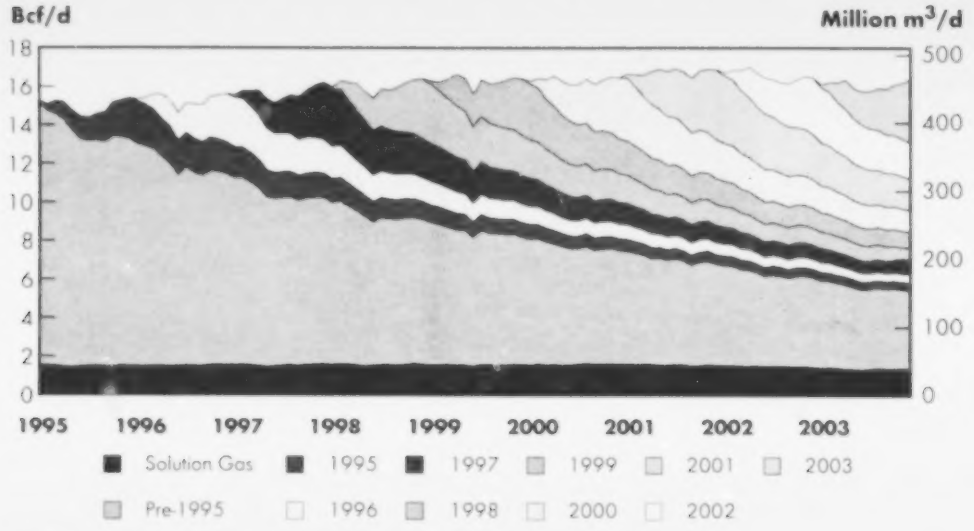
2.2 WCSB - Natural Gas from Coal (NGC)

Natural gas from coal is an emerging supply source in Canada. Coal deposits containing natural gas exist in many regions across the country, but development of the resource is in its infancy. Most

Study Areas in WCSB

FIGURE 2.3

WCSB Historical Conventional Gas Production by Connection Year



Source: GeoScout Well Production Records with Board Estimate of Shrinkage Applied

of the NGC activity is in Alberta where the majority of the resource is located and where NGC development benefits from the availability of extensive existing infrastructure. Commercial NGC production is underway in some areas of Alberta, while still in the experimental stage in other parts of the province and in B.C.

The two main geologic sources of NGC are the Horseshoe Canyon and Mannville coals. Production of NGC is currently from Horseshoe Canyon coals in south central Alberta. Horseshoe Canyon coals have relatively low concentrations of natural gas but benefit from being fairly shallow, dry and more permeable than other coals. The deeper Mannville coals represent a larger potential resource, but development remains in the experimental stage. Mannville coals have a higher concentration of natural gas, but will be more costly to develop because they are deeper and contain large quantities of saline water that must be produced and re-injected into deeper formations before gas production could begin. No commercial production of gas from Mannville coals is expected within the projection period.

NGC production in Alberta was about 2.1 million m^3/d (75 MMcf/d) at the end of 2003. By mid-2004, NGC production volumes had reached approximately 2.8 million m^3/d (100 MMcf/d). Virtually all production is from Horseshoe Canyon coals. It should be noted that production from NGC wells may also include some volumes of conventional gas as the coals are often interbedded with conventional gas reservoirs. In contrast to the rapid declines of conventional shallow gas wells, early indications suggest that NGC wells may produce for up to 30 years with very gradual declines.

2.3 Nova Scotia Offshore

Since the start of the decade, gas production from offshore Nova Scotia has established a vital regional presence by providing energy consumers in the Maritimes with their first opportunity to use natural gas. As well, this supply source has provided significant exports to the U.S. northeast.

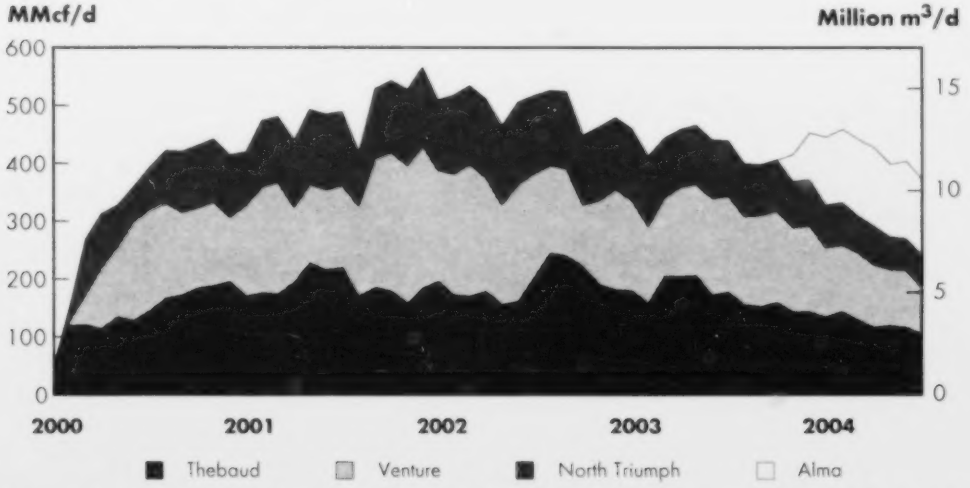
Nova Scotia offshore production is delivered from the Sable Offshore Energy Project (SOEP). The project commenced production at the end of 1999 and currently accounts for about 11 million m^3/d (400 MMcf/d) or about two percent of Canada's natural gas deliverability.

The three original fields of the SOEP have been experiencing natural production declines ranging from 28 to 34 percent since the start of 2004, as indicated in Figure 2.4. The connection of a fourth field, Alma, in late 2003 added 3.7 million m^3/d (130 MMcf/d) of production and offset the declines from the other fields through March. Between March and August, gas production from the Sable project slipped from about 12.5 to 10.8 million m^3/d (440 to 380 MMcf/d).

The higher cost of offshore operations means that, when compared to onshore projects, offshore projects typically involve relatively few wells producing at fairly high rates. This tends to make deliverability more variable as aggregate production can be significantly affected by the performance of a few wells. Since the Maritimes region is reliant on a single offshore project, regional deliverability has also experienced significant variability. This is expected to remain a challenge to market participants as deliverability will continue to vary with natural field declines, the addition of a new field and added field compression over the period.

FIGURE 2.4

Nova Scotia Offshore Gas Production



Source: Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (with factor of 0.96 applied to convert from raw to marketable gas).

METHODOLOGY

Future Canadian natural gas deliverability will primarily consist of conventional gas supply from the WCSB with contributions from offshore Nova Scotia and, increasingly, from NGC in western Canada. In this EMA, trends in average production characteristics are used to determine conventional natural gas deliverability from the WCSB. The estimation of NGC deliverability is further complicated from conventional gas data in the basin due to the sparse NGC production history. To compensate for the limited production data, the Board consulted with industry to obtain views on possible production profiles.

A different approach is used for the Nova Scotia offshore where production history is obtained from a small number of wells from clearly defined fields. Production from the Nova Scotia offshore is sourced from one large project and the projection period is likely to see the connection of only one additional field. The estimate of Nova Scotia offshore gas deliverability focuses specifically on the SOEP.

3.1 WCSB – Conventional Gas Supply

The method used in this EMA to determine gas deliverability from the WCSB can be summarized as follows:

Future Deliverability = [Future Deliverability from Existing Gas Well Connections] + [Deliverability from Future Gas Well Connections] + [Solution Gas Deliverability]

The above formula is applied to each of the geographic areas identified in Chapter 2 to obtain an estimate of short-term deliverability for the WCSB.

For the purpose of this report, *Existing Gas Well Connections* are considered to be those brought on stream prior to January 1, 2004, and *Future Gas Well Connections* are considered to be those brought on stream after January 1, 2004.

To obtain an estimate of **Future Deliverability from Existing Gas Well Connections** in each geographic area, gas well connections were grouped by connection year and production decline analysis was performed to determine the parameters that define the future deliverability of the group.

To estimate the **Deliverability from Future Gas Well Connections**, production decline analysis was performed on production data for the "average gas well connection" in each geographic area[5]. The analysis done on the average gas well connections is very similar to that performed for existing

5 In estimating the average gas well connection, the production history data is normalized by using the number of months since the start of production.

gas well connections, except that the focus is more on defining the production characteristics in the earlier stages of production, rather than emphasizing the most recent production history. The trends seen in the historic data were used to establish parameters that define the deliverability to be expected from future gas well connections. The number of gas well connections expected in future years is estimated and applied to the expected productivity of the typical gas well connection of future years to obtain the Deliverability from Future Gas Well Connections.

Solution Gas Deliverability refers to natural gas produced in conjunction with oil production. Historical natural gas production data was totalled for all oil well connections within each geographic area, and production decline analysis was performed to obtain the parameters which define Future Solution Gas Deliverability.

All connections that produce gas and/or oil were categorized as either gas ("gas well connections") or oil ("oil well connections") based on each connection's cumulative production and cumulative gas-oil ratio. NGC is included in "gas well connections", but this resource is assessed separately from gas well connections producing from conventional sources.

3.1.1 *Existing Gas Well Connections*

Within each producing area of Alberta, B.C. and Saskatchewan (except for the Southeast area of Saskatchewan where only solution gas is produced) gas well connections were grouped by connection year and production decline analysis was performed on each grouping.

For each grouping of gas well connections (grouped by geographic area and connection year), the total marketable gas production for each calendar month was calculated and a plot of group production rate versus cumulative production was constructed to determine the following parameters for each group:

- group deliverability as of December 31, 2003, and
- forward-looking exponential decline rate(s).

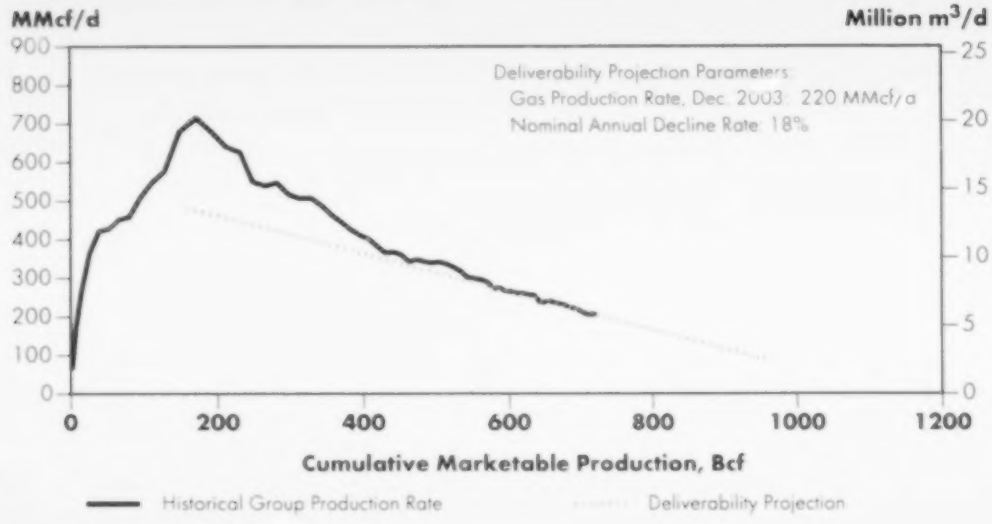
The above parameters can be applied to estimate future deliverability for each grouping of existing gas well connections. Figure 3.1 shows the plot generated for the Alberta Foothills Front area for the 1999 connection year as an example of the method used to determine performance parameters for the group. The exponential decline rate is determined as the slope of the line formed by the production history data on the plot of production rate vs. cumulative production. The decline rate determined in this manner is the nominal annual decline rate.

3.1.2 *Future Gas Well Connections*

Deliverability from future gas well connections is expected to form a large component of gas deliverability over the projection period. To estimate deliverability from this source, it is necessary to estimate the number of future gas well connections and the average production characteristics of those future connections. Of the two components, the number of future gas well connections in the WCSB is the more difficult parameter to determine. Drilling levels have been volatile in the past, and are impacted by many factors including market conditions, rig availability, weather and identification of drilling prospects. This section describes the assessment of production performance characteristics of the average future gas well connection, and then covers the methodology used in this EMA for the determination of number of future gas well connections.

FIGURE 3.1

Example of Group Production Decline Plot
(Alberta Foothills Front Area, 1999 Connection Year)



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

3.1.2.1 Performance of Future Gas Well Connections

To assess the deliverability from future conventional gas well connections in the WCSB, decline analysis was performed on production data representing the "average gas well connection" in each geographic area.

Production decline analysis suggests that the average gas well connection in each area tends to exhibit a steep decline during initial production, which usually lasts for about 17 months, followed by a period characterized by a significantly lower decline rate. To reflect this behavior, the production decline analysis provides:

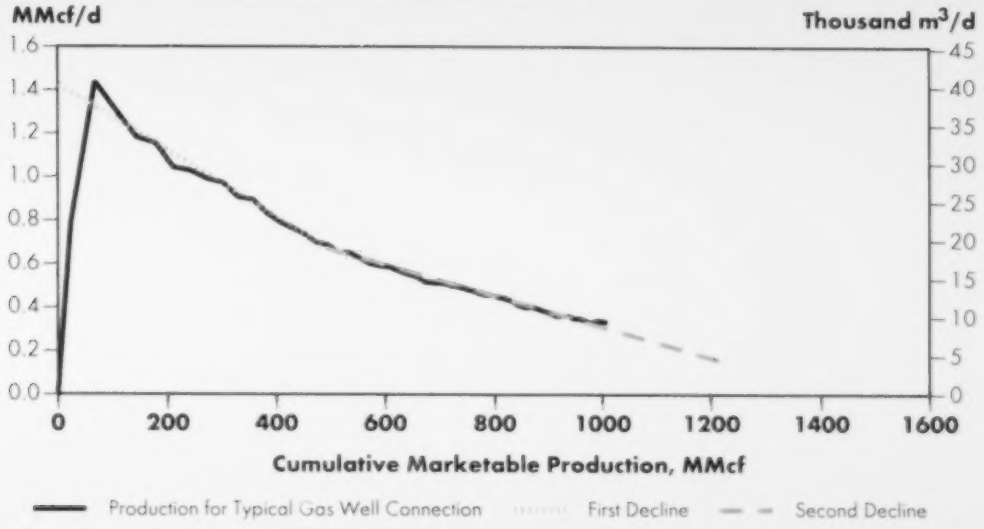
- initial production rate;
- first decline rate;
- months to second decline rate; and
- second decline rate.

Figure 3.2 provides an example of the type of plot generated in conducting production decline analysis of the average gas well connection. Figure 3.2 shows the analysis for the Alberta Foothills Front area for gas well connections brought on stream in 1999. Plots of this nature were generated for all geographic areas and for all connection years between 1995 and 2003.

The production decline analysis (as shown in Figure 3.2) results in parameters that define the productivity of average gas well connections in past years. The trends evident in well performance in the past years are identified to determine parameters that could be applied to future gas well connections. In assessing the performance parameters of past years, it can be observed that the first decline rate, second decline rate and months to second decline rate were fairly constant within each

FIGURE 3.2

Example of Average Gas Well Connection Production Decline Plot (Alberta Foothills Front Area, 1999 Connection Year)



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

geographic area, and thus it is reasonable to apply these historical parameters to future gas well connections in each area. However, the initial productivity of the average gas well generally decreases year after year.

These trends are evidenced by examining the performance of the average gas well connection over the entire WCSB in recent years (Figure 3.3). Graphs showing the average gas well connection performance for recent years and the projected gas well performance for each geographic area are contained in Appendix 1.

To determine the initial productivity of average gas well connections in the future, the Board examined the trend in initial productivities over time in each area, and projected values for future years that were consistent with the historical trend. Figure 3.4 illustrates the Board's method for selection of initial productivity of gas well connections in 2004, 2005 and 2006.

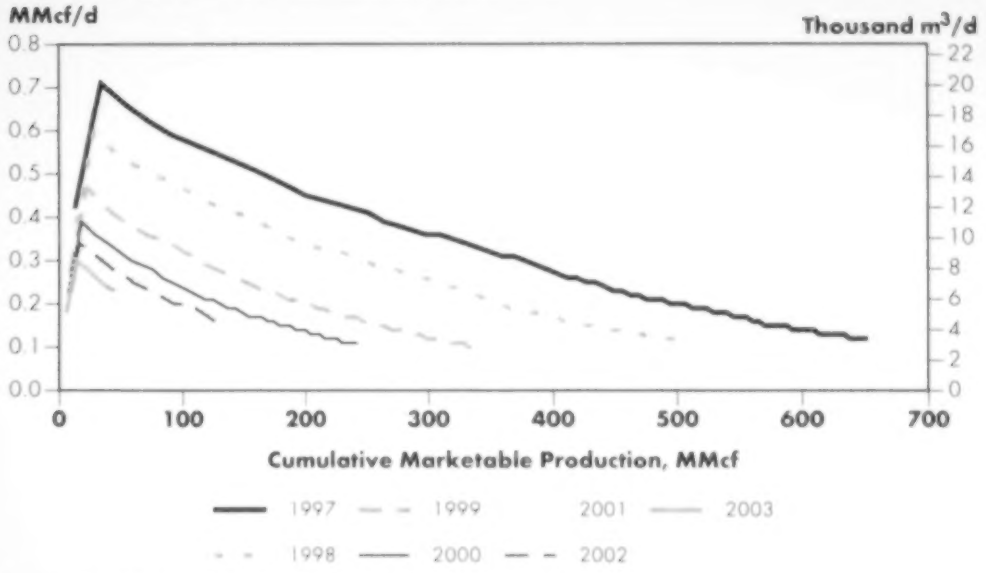
3.1.2.2 Number of Future Gas Well Connections

Unlike previous EMAs in this series, which incorporated a drilling outlook determined by an industry association, this EMA applies an independent methodology, based on industry cash flow and drilling capacity, to project the level of gas well drilling activity.

Historical data were examined to develop correlations between drilling levels and gas prices. Factors such as royalty rates, operating costs, re-investment rates, drilling costs, and average drill days per gas well in the various regions were analyzed to determine the level of gas intent drilling that might occur in the WCSB under assumed gas price scenarios. This methodology was discussed with a number of producers who generally found that the approach was reasonable. It was noted that the availability of cash for re-investment was not a constraining factor to gas well drilling in the current environment. This view was confirmed upon applying the cash flow analysis. Under the prevailing

FIGURE 3.3

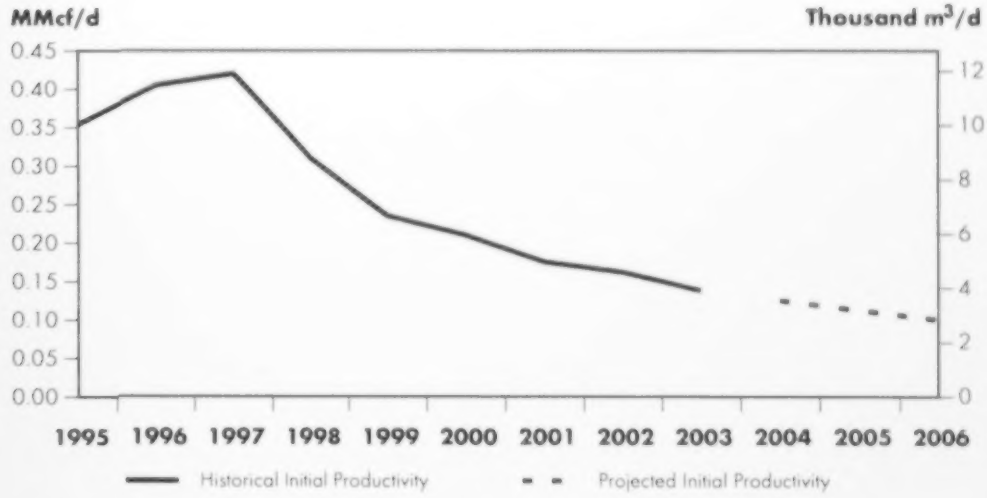
WCSB Average Gas Well Connection Performance



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

FIGURE 3.4

Example of Initial Productivity of Average Gas Well Connections by Connection Year (Area: Alberta — Southeast)



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

market conditions, the level of drilling projected on the basis of cash flow exceeded industry's physical ability to drill gas wells in the WCSB. Appendix 2 shows the derivation of the expected level of gas well directed drill days in each year based on the projected size of the western Canada rig fleet and the likely utilization level as estimated by the Board.

The allocation of gas well drilling days to each area was determined on the basis of historical trends (gas well drilling effort allocated to Southeast Alberta was split further between drilling for conventional gas supplies and drilling for NGC). Dividing the total number of drill days by the average drill days per gas well in each region provided the number of drilled wells. Then, by applying a typical drilling success rate for each region, the number of drilled wells was converted into the number of successful gas wells. The final step was to apply a factor in each region to estimate the number of gas well connections in a year based on the number of successful gas wells.

3.1.3 *Yukon and Northwest Territories*

In the Yukon and Northwest Territories, gas is produced from the Kotaneelee, Cameron Hills and the Liard Plateau gas fields (gas production from Ikhil and Norman Wells is not connected to the pipeline grid and so is not included in this assessment). Due to the small number of producing wells in the territories, a single production decline plot was generated for the aggregate production from Kotaneelee, Cameron Hills and the Liard Plateau to define future deliverability of the existing wells.

Since the Yukon and Northwest Territories have few wells and relatively little production data, a statistical analysis could not be performed in this area for determination of average connection production characteristics. For this area, the Board simply estimated reasonable parameters for future gas well connections based on past well performance in the region.

3.1.4 *Solution Gas*

Solution gas currently accounts for about 8.5 percent of total marketable gas deliverability from the WCSB. To estimate future deliverability of solution gas, production decline analysis was performed to obtain the current production rate and the decline rate for solution gas in each geographic area in Alberta, B.C. and Saskatchewan (with the exception of B.C. Foothills which has no solution gas).

3.2 WCSB – NGC

To estimate deliverability from NGC wells, the same basic relationship is used as in assessing deliverability from conventional gas supplies (that is, future deliverability = deliverability from existing wells + deliverability from future wells). However, since commercial scale exploitation of NGC has occurred only recently, information was sought from producers active in NGC exploitation to complement the limited production data and assist in generating the parameters necessary to estimate NGC deliverability from both existing and future wells.

The available data relating to the drilling of NGC wells was examined and producers who are active in NGC were consulted to estimate the number of future gas wells directed towards NGC. In this analysis, the level of drilling directed towards NGC forms a part of the drilling activity allocated to Southeast Alberta, as discussed in section 3.1.2.1. As with conventional gas wells, the gas well connection trends for NGC wells were examined in order to estimate the number of gas well connections that could be expected relative to the number of NGC gas wells drilled.

3.3 Nova Scotia Offshore

For the Nova Scotia offshore, an exponential decline rate of 30 percent was applied to existing producing wells, based on an average of the decline rates in the three original producing fields.

No new wells are expected in the producing fields, but the addition of field compression is planned for 2006. The parameters used in the compression analysis were obtained in discussions with industry representatives.

Activity is already underway to add a fifth field (South Venture). The expected deliverability from this field was projected from its recoverable resources and by utilizing a production profile based on the other producing fields.

DELIVERABILITY PARAMETERS - RESULTS

4.1 WCSB - Conventional Gas Supply

As discussed in Chapter 3, conventional gas supply in the WCSB is comprised of three components—Existing Gas Wells, Future Gas Wells and Solution Gas. The parameters relating to each of these components are discussed below.

4.1.1 *Decline in Production from Existing Gas Well Connections and Solution Gas*

Production decline analysis was performed for each geographic area and connection year for existing gas well connections and for each geographic area for solution gas. This analysis resulted in the determination of deliverability as of year-end 2003, and applicable production decline rate(s) from which future deliverability of existing gas well connections and solution gas could be calculated. A table containing all production decline parameters for existing gas well connections and solution gas is included as Appendix 3. Deliverability can be projected from these parameters to be: 457 million m^3/d (16.1 Bcf/d) at the end of 2003, 362 million m^3/d (12.8 Bcf/d) at the end of 2004, 303 million m^3/d (10.7 Bcf/d) at the end of 2005, and 257 million m^3/d (9.1 Bcf/d) by the end of 2006.

4.1.2 *Future Gas Well Connections*

The analysis in section 4.1.1 concludes that, due to the historically consistent production decline in existing gas well connections and solution gas, approximately 93 million m^3/d (3.3 Bcf/d) of deliverability will have to be replaced annually from new gas wells to maintain production from the WCSB.

4.1.2.1 Performance Parameters for Future Average Gas Well Connections

Considering the large contribution by recent gas well connections to the total WCSB deliverability, the level of deliverability to be expected from future gas well connections is a key factor in assessing future deliverability. The production decline analysis described in Chapter 3 provided the basis for the establishment of performance parameters for future gas well connections.

In general, the first and second decline rate and the number of months to the second decline rate observed in each geographic area have been fairly constant in recent connection years. Consequently, these average gas well performance parameters were applied to future connection years (see Appendix 4).

For the initial productivity of gas well connections, the trend varies considerably from area to area (see Appendix 5). In general, the initial productivity of gas well connections continues to decrease from year to year, with smaller decreases apparent in recent years. Figure 4.1 shows the overall trend in initial gas well productivity over time for the entire WCSB.

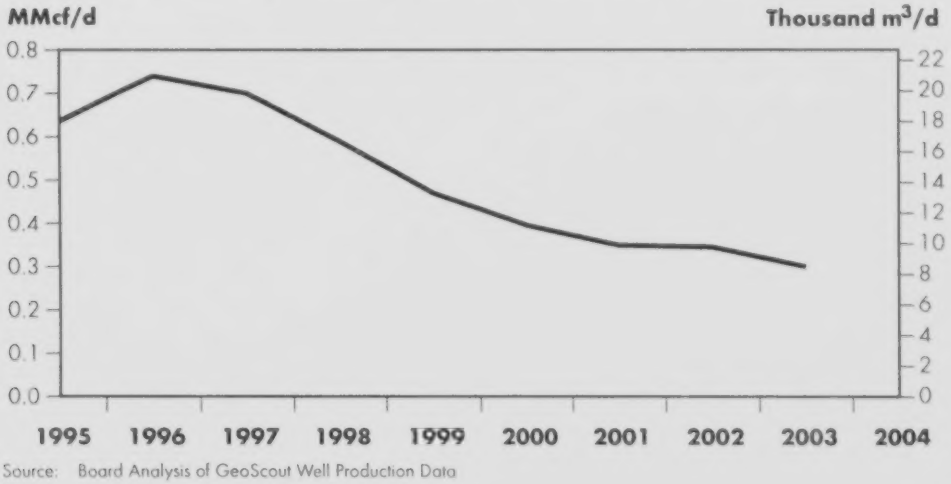
Specific performance parameters established for future gas well connections in each geographic area are shown in Table 4.1.

4.1.2.2 Number of Future Gas Well Connections

Relatively high gas prices over recent years have spurred high levels of drilling activity. In this connection, the western Canada rig fleet has expanded in recent years and it is expected that the rig count will continue to grow at a steady pace. Figure 4.2. shows the historical and projected western

FIGURE 4.1

WCSB Initial Productivity of Average Gas Well Connections by Connection Year



Source: Board Analysis of GeoScout Well Production Data

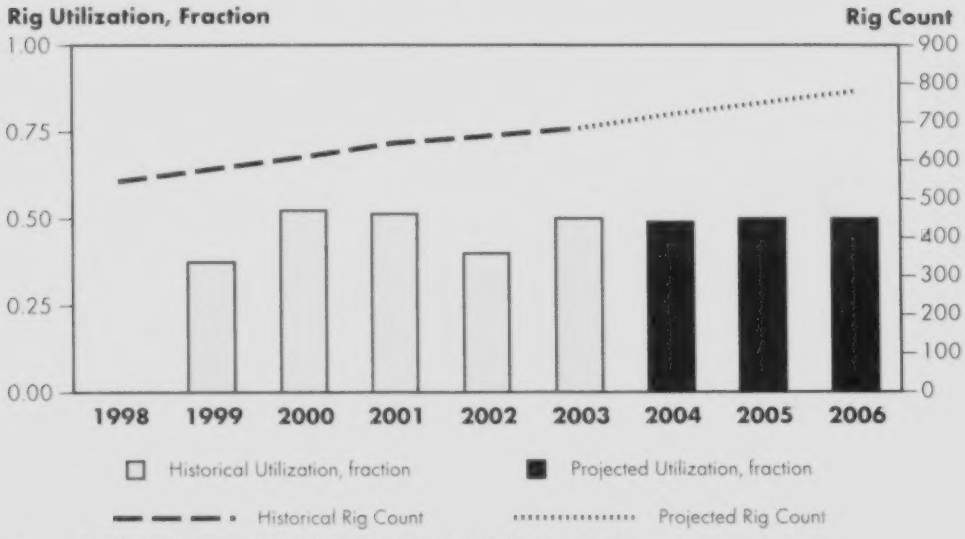
TABLE 4.1

Production Characteristics for Average Gas Well Connections by Area in 2004, 2005 and 2006

Area	First Decline Rate	Months to Start of Second Decline	Second Decline Rate	Initial Productivity					
				2004 Gas Well Connections		2005 Gas Well Connections		2006 Gas Well Connections	
				$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d
Alberta - Foothills	0.50	12	0.20	49.6	1.75	49.6	1.75	49.6	1.75
Alberta - Foothills Front	0.50	18	0.26	21.2	0.75	19.8	0.70	18.4	0.65
Alberta - Southeast	0.67	15	0.30	3.5	0.13	3.2	0.11	2.8	0.10
Alberta - East Central	0.60	20	0.30	4.5	0.16	4.0	0.14	3.5	0.13
Alberta - Central	0.65	18	0.35	8.2	0.29	7.5	0.27	6.8	0.24
Alberta - Northeast	0.32	24	0.21	6.7	0.24	6.1	0.22	5.7	0.20
Alberta - Northwest	0.55	20	0.32	12.7	0.45	11.9	0.42	11.0	0.39
B.C. - Fort St. John	0.52	20	0.20	25.5	0.90	24.6	0.87	24.1	0.85
B.C. - Fort Nelson	0.45	24	0.20	31.2	1.10	29.7	1.05	28.3	1.00
B.C. - Foothills	0.20	N/A	N/A	113.3	4.00	107.6	3.80	102.0	3.60
Saskatchewan - Central	0.52	20	0.26	6.2	0.22	6.1	0.22	5.9	0.21
Saskatchewan - SouthWest	0.50	16	0.24	2.3	0.08	2.3	0.08	2.3	0.08

FIGURE 4.2

Western Canada Rig Fleet and Utilization



Source: CAODC and Precision Drilling (actual rigs at year end), Board projections

Canada rig count and annual utilization.

Consultation with the drilling industry confirmed that rig utilization over the projection period would be similar to the levels seen in 2001 and 2003, both of which were years with robust market conditions. Based on the expected size of the western Canada rig fleet and the projected utilization level of the fleet, the Board estimates that approximately 15,600 gas wells will be drilled in the WCSB in 2004, 16,900 in 2005, and 17,900 in 2006. Appendix 7 provides graphs of the historical and projected gas well drilling by area.

As discussed in Chapter 3, the number of gas wells is converted into future gas well connections by applying a factor based on the historical relationship between the two parameters. Appendix 6 provides a summary of the historical ratio of gas well connections to gas wells in each geographic

TABLE 4.2

Projected Gas Well Connections by Area

Area	Projected New Gas Well Connections		
	2004	2005	2006
Alberta - Foothills	90	102	111
Alberta - Foothills Front	1,378	1,551	1,709
Alberta - Southeast	6,596	6,524	6,901
Alberta - East Central	952	1,032	1,094
Alberta - Central	1,679	1,808	1,902
Alberta - Northeast	271	257	251
Alberta - Northwest	1,076	1,133	1,164
B.C. - Fort St John	497	540	582
B.C. - Fort Nelson	291	310	327
B.C. - Foothills	24	25	26
Saskatchewan - Central	207	224	238
Saskatchewan - Southwest	2,139	2,309	2,315
Alberta - NGC	737	1,425	1,785
Total WCSB (Excluding Yukon and NWT)	**15,937**	**17,240**	**18,405**

area, and shows the ratio chosen in each area that is applied over the projection period. Based on these factors, the Board's projection of gas well connections by area is shown in Table 4.2. The Board projects that gas well connections would amount to 15,900 in the WCSB in 2004, 17,200 in 2005 and 18,400 in 2006.

The historical allocation of drilling effort in the WCSB has also been examined and it was observed that the western side of the WCSB, particularly B.C., has been attracting a slightly greater allocation of total basin drilling effort in recent years (see Appendix 8). In general, the Board's projected allocation of drilling effort to the various areas of the WCSB is consistent with this recent historical pattern. However, the Board projects that the Fort Nelson and Fort St. John areas of B.C., and the Foothills area of Alberta will continue to attract a slightly greater share of gas drilling in the basin than in the past, while Northeast and Northwest Alberta will attract a slightly smaller share of basin drilling activity.

4.2 WCSB - NGC

4.2.1 *Existing NGC Connections*

NGC deliverability as of the end of 2003 was about 2.1 million m^3/d (75 MMcf/d). As noted earlier, NGC production differs from conventional gas production in that NGC production declines more slowly. As such, a zero decline has been applied to existing production over the 12 month period to December 31, 2004, with an annual decline rate of 10 percent applied thereafter.

4.2.2 *Future NGC Connections*

Based on consultations with industry and an examination of NGC development trends, the number of NGC wells projected to be drilled over the projection period are 1,100 wells, 1,900 wells and 2,100 wells in 2004, 2005 and 2006 respectively. The approximate number of NGC connections resulting from these wells is projected to be 750 in 2004, 1,400 in 2005 and 1,800 in 2006. Based on industry consultations and consideration of available production data, initial productivity for the average NGC connection is estimated at 2.8 thousand m^3/d (100 Mcf/d). The Board projects no decline in average well production for the first 24 months of production, with a nominal annual decline rate of 10 percent thereafter.

4.3 Nova Scotia Offshore

Nova Scotia offshore deliverability is currently sourced from four fields with the fifth estimated to commence production at the start of 2005. The four producing fields are considered to have all required gas well connections in place as of the end of 2003. Total deliverability at the end of 2003 was about 12.8 million m^3/d (450 MMcf/d).

The new South Venture field is estimated to contain about the same recoverable resources as the Alma field. Consequently, the Alma field development and production profile has been used as a pattern for the estimate of South Venture. This would involve two gas wells and connections in the South Venture field. Initial deliverability from South Venture is estimated at 3.5 million m^3/d (124 MMcf/d). Annual production declines from SOEP are estimated at 30 percent in accordance with the production history of the three original fields.

DELIVERABILITY OUTLOOK

The outlook for Canadian gas deliverability is shown in Table 5.1 by geographic area. Deliverability is reported on an average annual basis, rather than at year-end, to provide a more representative estimate for each year. The table shows annual average production for 2003, and expected annual average deliverability for 2004, 2005 and 2006 for each component. Canadian annual average deliverability is expected to increase slightly from 469 million m^3/d (16.6 Bcf/d) in 2003 to 477 million m^3/d (16.9 Bcf/d) in 2006. While the productivity of the average new gas connection continues to decrease, the overall rate of decrease has slowed; hence increasing drilling levels enable slightly increasing production.

5.1 WCSB - Conventional Gas

The deliverability of conventional gas from the WCSB is expected to be relatively flat over the projection period at approximately 456 million m^3/d (16.1 Bcf/d). At the same time, deliverability of conventional gas from the largest producing province, Alberta, is expected to decline over the projection period from approximately 365 million m^3/d (12.9 Bcf/d) to 353 million m^3/d (12.4 Bcf/d). Decreases in production are expected to occur in the Northeast and Northwest areas, which in aggregate are expected to fall from an annual average of 85 million m^3/d (3.0 Bcf/d) in

TABLE 5.1

Canadian Gas Deliverability Outlook by Area

Area Name	Average Annual Production							
	Historical		Projection					
	2003		2004		2005		2006	
	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d	$10^3m^3/d$	MMcf/d
Alberta - Foothills	16.57	585	17.64	623	18.69	660	19.84	700
Alberta - Foothills Front	124.00	4,377	125.12	4,417	123.85	4,372	123.32	4,353
Alberta - Southeast	75.82	2,677	79.02	2,789	77.95	2,752	75.65	2,671
Alberta - East Central	18.27	645	18.20	642	18.07	638	17.67	624
Alberta - Central	45.08	1,591	46.39	1,638	46.28	1,634	45.63	1,611
Alberta - Northeast	28.64	1,011	25.24	891	22.24	785	19.64	693
Alberta - Northwest	56.56	1,996	53.93	1,904	52.47	1,852	50.71	1,790
B.C. - Fort St John	37.53	1,325	36.17	1,277	37.74	1,332	39.72	1,402
B.C. - Fort Nelson	21.84	771	23.72	837	25.59	903	27.15	958
B.C. - Foothills	10.46	369	11.20	395	11.86	419	12.37	437
Saskatchewan - Central	4.87	172	4.98	176	5.06	178	5.12	181
Saskatchewan - Southwest	12.91	456	14.39	508	15.38	543	16.30	576
Saskatchewan - Southeast	0.83	29	0.83	29	0.82	29	0.81	29
Yukon and Northwest Territories	2.35	83	1.86	66	1.88	66	2.12	75
Total WCSB Conventional	**455.76**	**16,088**	**458.68**	**16,191**	**457.89**	**16,164**	**456.05**	**16,099**
Alberta - NGC	1.34	47	3.26	115	6.28	222	10.64	376
Total WCSB	**457.10**	**16,136**	**461.93**	**16,306**	**464.17**	**16,385**	**466.69**	**16,474**
East Coast Offshore	12.25	432	11.47	405	12.08	426	11.20	395
Total Canada	**469.34**	**16,568**	**473.40**	**16,711**	**476.25**	**16,812**	**477.89**	**16,870**

2003 to 70 million m^3/d (2.5 Bcf/d) in 2006. While the Alberta Foothills area is expected to increase slightly, the large contribution from the Foothills Front, Southeast Alberta and Central Alberta is expected to be fairly stable for the projection period at an aggregate of approximately 245 to 250 million m^3/d (8.6 to 8.8 Bcf/d).

Deliverability is expected to increase in all three areas of B.C. over the projection period, resulting in total B.C. production increasing from an annual average of 69.8 million m^3/d (2.5 Bcf/d) in 2003 to an annual average of 79.5 million m^3/d (2.8 Bcf/d) in 2006.

Total deliverability from Saskatchewan is also projected to increase slightly over the projection period from an annual average of 18.6 million m^3/d (0.7 Bcf/d) in 2003 to 22.3 million m^3/d (0.8 Bcf/d) in 2006.

Deliverability in the Yukon and Northwest Territories is expected to slip by 20 percent in 2004 and 2005, but begins to recover in 2006 as new wells are added.

5.2 WCSB - NGC

NGC is the fastest growing category of deliverability in the assessment. NGC deliverability is expected to rise by a factor of six over the three year period from 2.1 million m^3/d (75 MMcf/d) at the start of 2004 to 12.7 million m^3/d (450 MMcf/d) by the end of 2006. All of the production is expected to be from the Horseshoe Canyon coals of south central Alberta.

The expected growth in deliverability requires significant increases in NGC activity. Prior to 2004, only about 700 NGC wells had been connected in western Canada. In 2004, NGC activity is expected to result in 1,100 new wells drilled; this could have been higher if not hampered by wet weather. The increases in NGC activity are expected to continue over the subsequent years to reach 2,100 wells drilled in 2006 (see Figure 5.1, NGC Drilling and Deliverability).

Despite the rapid rise in NGC deliverability, its contribution to overall Canadian deliverability remains relatively modest by 2006 at roughly 2.2 percent.

FIGURE 5.1

NGC Drilling and Deliverability

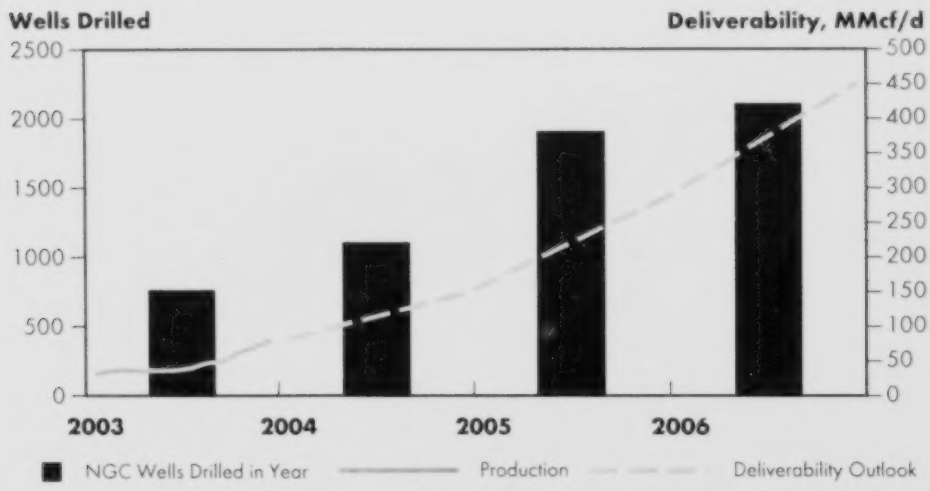
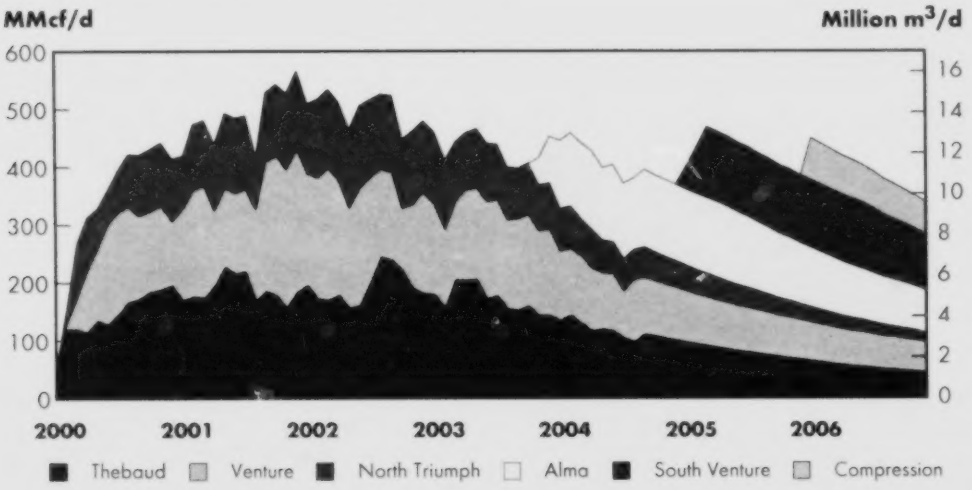


FIGURE 5.2

Nova Scotia Offshore Deliverability Outlook



5.3 Nova Scotia Offshore

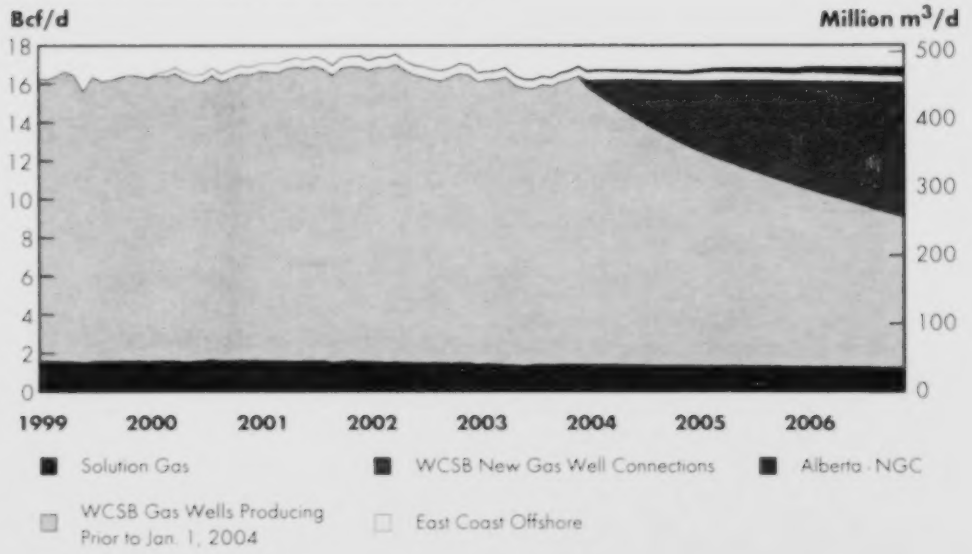
As illustrated in Figure 5.2, the estimate of deliverability from the SOEP through 2006 incorporates ongoing natural declines in the four producing fields and the addition of the South Venture field at the start of 2005. Offshore compression is expected to be added in 2006 to enhance production from the original fields. These additions are expected to maintain production around 11 million m^3/d (400 MMcf/d) for most of the period to mid-2006. However, the significant variability in deliverability over the period will continue to present challenges to markets in the area.

5.4 Total Canada

Figure 5.3 portrays the outlook for total Canadian gas deliverability and the major segments of gas supply over the projection period. Total Canadian production is expected to increase slightly over the projection period. Production from WCSB conventional gas supply is expected to be sustained at approximately recent levels, with the contribution from Alberta NGC increasing over the projection period. Production from the Nova Scotia offshore is somewhat variable, but is expected to average around current levels for most of the projection period.

FIGURE 5.3

Outlook for Canadian Gas Deliverability



Conclusions and Implications

The Canadian upstream industry has continued to respond to the high levels of natural gas prices since 2003. Gas prices in 2004 have been particularly robust. Based on rig activity, the number of gas wells drilled is expected to increase by three percent over the record achieved in 2003. Moreover, the increase in drilling activity in 2004 would have been even higher if wet weather conditions had not hampered the movement of rigs.

The effective decline rate for production from existing wells is expected to remain at around 21 percent per year. This means that new connections would need to replace over a fifth of the previous year's output to keep overall production constant.

The trend of lower initial productivity in new WCSB gas wells is continuing. Consequently, to offset production declines from producing wells, the number of new gas connections must rise each year to maintain production levels. The Board expects that the number of gas wells drilled would need to increase from 15,100 in 2003 to about 15,600 in 2004 and 17,900 by 2006 in order to maintain current production.

With natural gas prices expected to remain above $4.75/GJ ($5.00/Mcf), there appears to be sufficient economic gas prospects and available cash flow to maintain Canadian gas production. The outlook from this analysis indicates average annual Canadian gas deliverability under these conditions would rise slightly from 469 million m^3/d (16.6 Bcf/d) in 2003 to 477 million m^3/d (16.9 Bcf/d) in 2006.

The expected increase in deliverability is largely due to the growth in production of NGC. Conventional gas deliverability in western Canada would remain relatively flat over the outlook period. Gains in conventional gas deliverability from the western side of the basin (Alberta Foothills and B.C.) plus some growth in Southwest Saskatchewan are offset by reductions in deliverability from Northeast and Northwest Alberta. Alberta's Foothills Front and Southeast remain the mainstays of Canadian gas deliverability, together representing roughly 42 percent of total production in 2006. Deliverability from these two critical regions is projected to remain fairly constant over the period. Nova Scotia offshore deliverability is somewhat variable over the period while averaging around 11 million m^3/d (400 MMcf/d).

The expectation of an 8.1 million m^3/d (0.3 Bcf/d) increase in overall Canadian deliverability over the three year projection period compares to an estimated 14.2 million m^3/d (0.5 Bcf/d) decrease estimated in the December 2003 edition of this report. The main reason for the decline in the previous assessment was an expectation of lower gas prices leading to a less aggressive gas well drilling outlook than is contemplated in this EMA.

Implications

The Canadian upstream industry will need to continue increasing drilling activity each year to offset declines in the productivity of the remaining resources. As long as gas prices remain strong, it appears that the industry will have sufficient cash flow to make the required investments to maintain deliverability or even achieve modest growth. Challenges to be overcome include the availability of sufficient personnel to operate the increasing number of rigs and retaining sufficient geoscience and engineering professionals to identify the additional prospects.

Should Canadian natural gas prices slip back to the $3.80/GJ ($4.00/Mcf) range, the ability to maintain deliverability would be compromised. With fewer economic prospects and less cash flow to fund drilling activity, a sustained drop in prices would lead to declining Canadian gas deliverability.

Improvements to drilling rig utilization, perhaps through efforts to reduce the seasonal variability in activity, could result in more drilling than is contemplated in this study and a further modest increase in deliverability. To benefit from increased drilling utilization, the industry must also maintain its ability to identify additional drilling prospects.

High levels of activity will continue to exert cost pressure on the upstream industry. Escalating costs for drilling, operations, land and materials have all contributed to higher overall industry expenses. Thus far, increases in gas prices have more than offset these higher costs. However, should prices weaken while costs continue to rise, some of the projected deliverability may not provide sufficient returns to warrant its inclusion.

NGC accounts for much of the potential growth in Canadian gas deliverability. The development of NGC could involve a large number of wells and will continue to require close consultation with landowners and others affected by NGC operations to ensure ongoing access to this important resource.

The expected variability in deliverability from Nova Scotia's offshore will continue to present challenges to markets in the area over the projection period as consumers will need to adjust to supply fluctuations.

Average gas well connection	An average gas well connection represents the average producing characteristics of ALL gas well connections for a geographic area and connection year. Production data for the average gas well connection for any grouping (geographic area/connection year) is calculated as: [total production for all gas connections in grouping, summed by normalized production month]/ [the total number of gas well connections in the grouping].
Connection Year	The year associated with the "On Production Date" for a Gas Well Connection or an Oil Well Connection.
Connection	A geological horizon within a well for which oil and/or natural gas production is reported.
Conventional Gas Supply	Refers to gas in the WCSB from all sources other than NGC.
Decline Rate	A term used to describe the decrease in production rate over time as a resource is depleted. There are various ways of expressing Decline Rates, and in this report **exponential decline** is the type used to define well production decline characteristics. With exponential decline, a straight line is exhibited when production rate is plotted against cumulative production, and the slope of the line defines the **nominal** decline rate (in this report it is expressed as fraction per year). Another way of expressing Decline Rate is in terms of **effective** decline rate, which is the decrease in production divided by the initial production rate. The effective decline rate can be converted into nominal terms using the following equation: **nominal decline rate = -ln(1 – effective decline rate)**
Deliverability	The amount of natural gas a well, reservoir, storage reservoir or producing system can supply at a given time.
Drill day(s)	The number of days that a rig is engaged drilling a well, calculated as Drilling Completion Date minus the Spud Date plus 1.
Gas Well Connection	A geological horizon within a Gas Well for which natural gas production has been reported. If the Well Connection has both oil and gas production, the ratio of cumulative gas production to cumulative oil production is used to classify the connection as gas or oil.

Gas Well	A well bore with one or more geological horizons capable of producing natural gas.
Marketable Gas	Natural gas that has been processed to remove impurities and natural gas liquids. It is ready for market use.
NGC	Natural gas from coal.
Normalized production month	For any gas well connection and for any production month, the normalized production month is the number of months since the first month of production for the gas well connection.
Oil Well Connection	A geological horizon within a well for which oil production has been reported. If the Well Connection has both oil and gas production, the ratio of cumulative gas production to cumulative oil production is used to classify the connection as gas or oil.
Projection Period	January 1 2004 to December 31 2006.
Rig Utilization Level(s)	In this EMA, rig utilization applies to drill rigs in western Canada and is calculated as: [total number of drill days for all wells completed drilling in a year]/ ([estimated number of drill rigs comprising the Rig fleet in a year] * [days in year]).
Solution Gas	Natural gas that is produced from an Oil Well Connection.

Available at http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2004_2006_e.htm

Appendix 1	Charts of Historic and Projected Average Well Performance by Geographic Area
Appendix 2	WCSB Drilling Rigs and Utilization Rates
Appendix 3	Group Performance Parameters Applicable to Existing Production
Appendix 4	Historic and Projected Performance Parameters Applicable to Average Gas Well Connections by Connection Year and Geographic Area
Appendix 5	Charts Showing Trends in Average Well Initial Productivity by Area
Appendix 6	Historic and Projected Ratio of Annual Gas Well Connections to Annual Gas Wells
Appendix 7	Charts of Historical and Projected Drilling by Area
Appendix 8	Gas Well Drilling Allocations by Geographic Area

Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de **gaz naturel** au Canada

2004 - 2006

Évaluation du marché de l'énergie • Novembre 2004

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de **gaz naturel** au Canada

2004 - 2006

Évaluation du marché de l'énergie • Novembre 2004

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-123/2004F
ISBN 0-662-78392-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-123/2004E
ISBN 0-662-38704-X

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles et abréviations, unités de mesure et facteurs de conversion iv

Avant-propos v

Tour d'horizon vi

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Mise en contexte 2
2.1 BSOC – Offre de gaz classique 3
2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC) 4
2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 5

Chapitre 3 : Méthodologie 6
3.1 BSOC – Offre de gaz classique 6
3.1.1 Raccordements de puits de gaz existants 7
3.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs 7
3.1.2.1 Rendement des raccordements de puits de gaz futurs 8
3.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs 11
3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest 11
3.1.4 Gaz dissous 11
3.2 BSOC – GNC 12
3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 12

Chapitre 4 : Paramètres de productibilité – Résultats 13
4.1 BSOC – Offre de gaz classique 13
4.1.1 Diminution de la production à partir des raccordements de puits de gaz existants et du gaz dissous 13
4.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs 13
4.1.2.1 Paramètres de rendement pour les raccordements de puits de gaz moyens futurs 13
4.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs 15

4.2 BSOC – GNC 16
4.2.1 Raccordements de puits de GNC existants 16
4.2.2 Raccordements de puits de GNC futurs 16
4.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 16

Chapitre 5 : Perspectives de productibilité 18
5.1 BSOC – Gaz classique 18
5.2 BSOC – GNC 19
5.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 19
5.4 Productibilité totale au Canada 20

Chapitre 6 : Conclusion et implications 22

Glossaire 24

Annexes 26

FIGURES

2.1	Zones de production gazière au Canada	2
2.2	Zones d'étude dans le BSOC	3
2.3	Production de gaz classique dans le BSOC par année de raccordement	4
2.4	Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	5
3.1	Exemple de graphique de la diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)	8
3.2	Exemple de graphique de la diminution de la production du raccordement de puits de gaz moyen (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)	9
3.3	BSOC – Rendement du raccordement de puits de gaz moyen	10
3.4	Exemple de productivité initiale du raccordement de puits de gaz moyen par année de raccordement (zone : sud-est de l'Alberta)	10
4.1	BSOC – Productivité initiale des raccordements de puits de gaz moyens par année de raccordement	14
4.2	Utilisation des appareils de forage présents dans l'Ouest canadien	15
5.1	Forages et productibilité de GNC	20
5.2	Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	20
5.3	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	21

TABLEAUX

4.1	Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz moyens par zone en 2004, 2005 et 2006	14
4.2	Raccordements de puits de gaz projetés par zone	16
5.1	Perspectives de productibilité du gaz naturel au Canada par zone	18

SIGLES ET ABRÉVIATIONS, UNITÉS DE MESURE ET FACTEURS DE CONVERSION

Sigles et abréviations

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
ÉME	Évaluation du marché de l'énergie
GNC	Gaz naturel tiré du charbon
ONÉ	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

Unités de mesure

m^3	= mètre cube
kpi^3	= millier de pieds cubes
Mpi^3	= million de pieds cubes
Gpi^3	= milliard de pieds cubes
m^3/j	= mètre cube par jour
Mm^3/j	= million de mètres cubes par jour
kpi^3/j	= millier de pieds cubes par jour
Mpi^3/j	= million de pieds cubes par jour
Gpi^3/j	= milliard de pieds cubes par jour
GJ	= Gigajoule

Facteurs de conversion

1 Mm^3 (à pression absolue de 101,325 kPa et 15 °C)	= 35,3 Mpi^3 (à pression absolue de 14,73 lb/po^2 et 60 °F)
1 GJ	= 0,95 kpi^3

Avant-propos

Dans le cadre de son mandat, prévu par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) étudie l'ensemble des questions ressortissant au Parlement relatives au domaine de l'énergie. Afin de s'acquitter de ces responsabilités, l'Office surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens, tant au pays que sur les marchés d'exportation. L'Office publie des rapports sur l'énergie, communément appelés Évaluation du marché de l'énergie (ÉME), qui portent sur différents aspects du marché de l'énergie au Canada. Ces rapports comprennent à la fois des évaluations à long terme de l'avenir énergétique du Canada et des documents spécifiques sur les questions actuelles ou à venir se rapportant aux marchés de l'énergie.

En plus de son mandat de surveillance des marchés énergétiques au Canada, l'Office a d'autres responsabilités spécifiques de surveillance qui découlent de ses responsabilités réglementaires. L'Office doit surveiller les marchés énergétiques au pays afin d'assurer le respect des exigences du Canada en matière d'énergie à des prix équitables.

La présente ÉME, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada, 2004–2006*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel et établit les perspectives de productibilité d'ici 2006. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme, en examinant les tendances récentes concernant les caractéristiques de production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le BSOC) et dans la zone au large de la côte Est, puis en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme au Canada. Elle constitue en outre une mise à jour de l'ÉME publiée par l'Office en décembre 2003 et intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003–2005*.

Pendant l'élaboration du présent rapport, l'ONÉ a tenu des réunions et a eu des entretiens avec des producteurs de gaz naturel, des sociétés pipelinières et des associations de l'industrie gazière. Leurs commentaires et renseignements sont fort appréciés.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉME à l'une ou l'autre des personnes suivantes :

Ken Martin	téléphone : (403) 299-3107, courriel : kmartin@neb-one.gc.ca
Paul Mortensen	téléphone : (403) 299-2712, courriel : pmortensen@neb-one.gc.ca

Tour d'horizon

Pendant la plus grande partie de la présente décennie, les marchés gaziers en Amérique du Nord ont présenté un équilibre extrêmement précaire entre l'offre et la demande. Depuis 2001, l'offre ne croît plus et la demande a été modifiée en fonction de l'expansion des marchés. Ces conditions ont poussé le marché à la limite de son élasticité, ce qui a favorisé des prix élevés et instables pour le gaz naturel. Au cours de la dernière année, la flambée des prix du pétrole a exacerbé le mouvement ascensionnel de ceux du gaz en amenuisant les possibilités de substitution de combustibles. Dans un marché où l'équilibre est aussi précaire, le rôle fondamental de l'offre de gaz au Canada prend une importance encore plus grande. L'objectif de cette évaluation est de présenter les perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2006.

Une production gazière en hausse au Canada a permis de répondre à une grande partie de l'accroissement de la demande américaine pendant les années 1990 et représente, à ce jour, presque le quart du gaz consommé dans les deux pays[1]. Depuis 2001, la production canadienne a atteint un plateau qu'elle n'a pu quitter en dépit des prix élevés et d'une activité de forage record.

Au Canada, presque 98 % du gaz provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et l'Alberta compte pour environ 80 % de cette production. La tranche restante provient de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, dans des proportions respectives de plus ou moins 16 % et 4 %. Le gaz classique du BSOC continuera de représenter la plus grande partie du gaz produit au Canada pour la période visée par cette évaluation, mais l'intérêt soulevé par la mise en valeur commerciale du gaz naturel tiré du charbon (GNC)[2] est de plus en plus grand. Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est devenue un élément vital à l'échelle régionale, permettant de répondre aux besoins des consommateurs des Maritimes et de desservir certains marchés d'exportation du Nord-Est des États-Unis. Pour cette évaluation, des calculs estimatifs de productibilité distincts sont produits pour le gaz classique du BSOC, le GNC et la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

L'Office prévoit que la productibilité annuelle moyenne de gaz au Canada augmentera légèrement pendant la période visée, passant de 469 Mm^3/j (16,6 Gpi^3/j) en 2003 à 473 Mm^3/j (16,7 Gpi^3/j) en 2004, puis à 477 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) d'ici 2006. Les niveaux de productibilité de gaz classique dans le BSOC et de gaz dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse se maintiendront respectivement, pendant cette même période, autour de 456 Mm^3/j (16,1 Gpi^3/j) et 11 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j). La légère augmentation de la productibilité est en grande partie attribuable à la hausse prévue pour le GNC, dont la productibilité devrait passer de 3 Mm^3/j (0,1 Gpi^3/j) en 2004 à 11 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j) en 2006.

Compte tenu de taux de production et de diminution assez stables dans les zones de gaz classique du BSOC, il faudra remplacer la productibilité perdue chaque année par de nouveaux raccordements de

1. Le gaz canadien répond à toutes fins utiles à l'ensemble de la demande au pays ainsi qu'à quelque 16 % de celle aux États-Unis.
2. Également connu sous le nom de méthane des gisements houillers ou MGH.

puits. Toutefois, la productivité initiale moyenne des nouveaux raccordements dans ces zones continue d'être en baisse. Afin de neutraliser ce recul de productivité, un nombre croissant de nouveaux raccordements de puits de gaz sera requis chaque année pour que la productibilité de gaz classique dans le BSOC puisse se maintenir.

Le nombre de puits de GNC à forer devrait beaucoup augmenter au cours de la période visée alors que la mise en valeur de ce gaz sort de son état embryonnaire. En outre, un autre champ devrait entrer en production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et s'ajouter aux quatre champs producteurs actuels.

En bref, l'augmentation modeste prévue au niveau de la productibilité de gaz au Canada devrait être le fruit d'une activité de forage accrue, le nombre de puits de gaz forés devant passer de 15 100 en 2003 à 15 600 en 2004 et atteindre 17 900 en 2006. Il s'agira, pour la majeure partie, de puits forés dans les zones de gaz classique du BSOC. On prévoit que les prix du gaz naturel canadien continueront de se situer au-dessus de 4,75 $/GJ (5,00 $/kpi³)[3] pendant la période visée, ce qui suffira à produire les flux de trésorerie voulus pour financer les travaux envisagés.

3. Dans ce rapport, tous les prix sont indiqués en dollars canadiens courants pour le carrefour AECO en Alberta.

INTRODUCTION

En Amérique du Nord, le Canada est une importante source d'approvisionnement en gaz naturel et représentait presque le quart de la production combinée Canada–États-Unis en 2003. En raison même de cette proportion considérable de l'approvisionnement du continent nord-américain, il existe un intérêt marqué au niveau des perspectives de la production gazière au Canada pour les quelques prochaines années. Le principal objectif du présent rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2006.

Les ÉME précédentes portant sur la productibilité à court terme traitaient exclusivement du gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien. Celle-ci va au-delà d'une telle analyse en examinant la productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Qui plus est, en raison de l'intérêt croissant suscité par le GNC et de l'évolution rapide de ce secteur, on a fait une place plus grande à ce gaz dans l'Ouest canadien. L'évaluation étudie également l'incidence de prix plus fermes et de revenus accrus, pour le secteur amont, découlant de la productibilité et du forage de puits de gaz.

Le chapitre 2 met en contexte l'offre canadienne, avec description de la situation géographique et de la nature de l'approvisionnement dans chaque région. Sont aussi présentées les tendances récentes à l'égard de la production régionale.

Le chapitre 3 décrit la démarche ayant servi pour les calculs estimatifs de la productibilité de gaz canadien. Cette démarche comprend l'analyse de la diminution tendancielle de la production, par région, en vue de l'évaluation de la productibilité future fondée sur les puits existants. De plus, le chapitre décrit la façon dont les caractéristiques de production des puits raccordés le plus récemment servent à faire les calculs estimatifs de la productivité initiale et à établir les taux de diminution pour les raccordements de puits de gaz futurs. Le calcul des flux de trésorerie estimatifs et les perspectives de forage correspondantes sont aussi présentés.

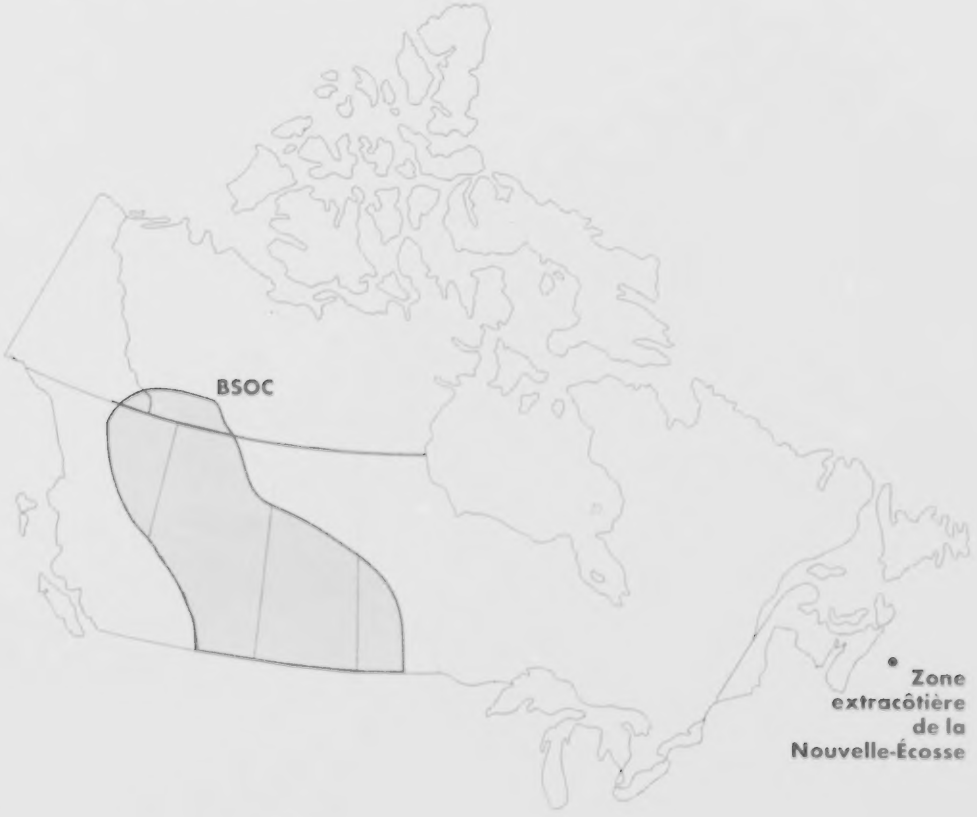
Le chapitre 4 soumet les résultats des analyses de productibilité régionales, y compris les caractéristiques de production estimées pour les puits de gaz producteurs actuels et les puits futurs ainsi que le nombre de raccordements de puits de gaz envisagé pour la période de projection.

Les perspectives de productibilité de l'Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 5. Quant aux conclusions et implications possibles des résultats de l'évaluation, elles sont présentées au chapitre 6.

MISE EN CONTEXTE

Depuis toujours, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a constitué la principale source de production gazière au Canada et représente actuellement 98 % de la production canadienne totale. La zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse a commencé à produire du gaz naturel à la fin de 1999 et c'est de là que provient presque tout le reste de ce gaz au pays[4]. L'emplacement des régions productrices de gaz est illustré à la figure 2.1. Suivent une description des principales caractéristiques des régions et un résumé de la production récente.

Zones de production gazière au Canada



4 Un peu de gaz est aussi produit dans d'autres régions du pays, notamment dans le sud de l'Ontario et au Nouveau-Brunswick. L'évaluation présentée ici ne tiendra pas compte de ces faibles volumes de production.

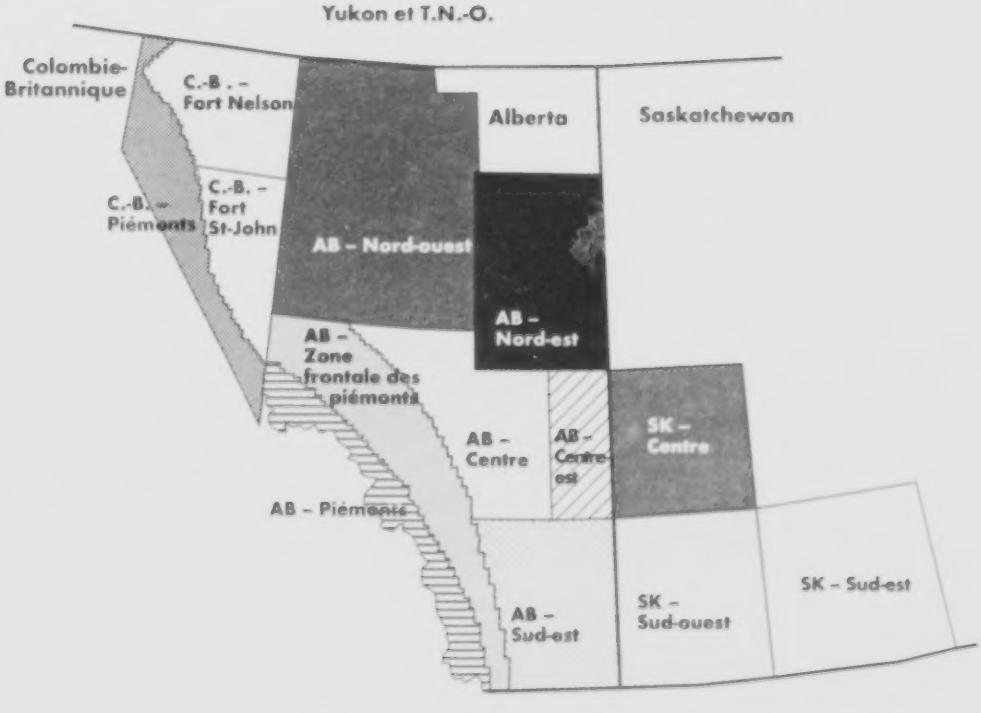
2.1 BSOC – Offre de gaz classique

Le BSOC recoupe la plus grande partie de l'Alberta, un bon pourcentage de la Colombie-Britannique (C.-B.) et de la Saskatchewan ainsi qu'une fraction du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). Environ 80 % de toute la production provient de l'Alberta. Les pourcentages pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan se situent, respectivement, aux alentours de 16 % et 4 %. Moins de 1 % de la production du BSOC provient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport du Manitoba à l'heure actuelle est nul.

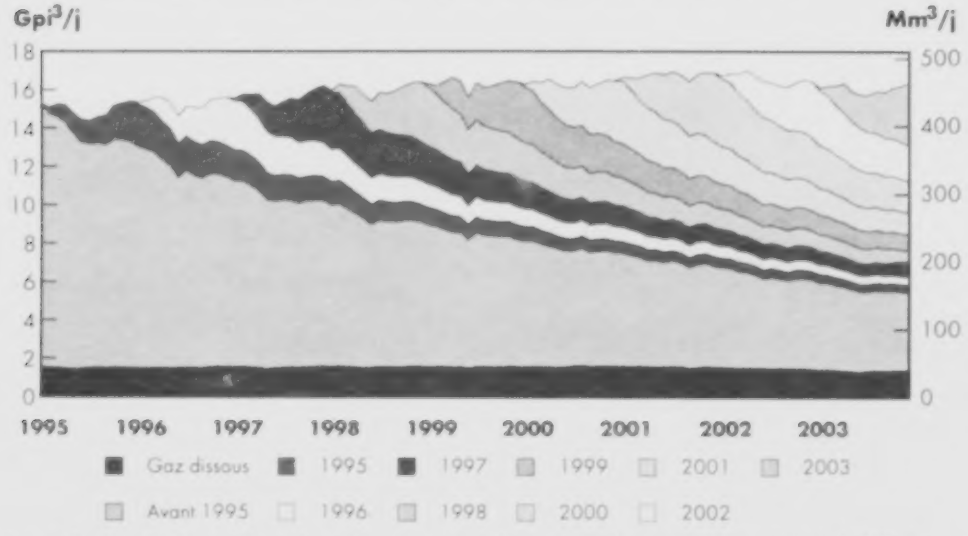
Comme les caractéristiques physiques du BSOC et ses caractéristiques de production varient énormément d'une région à une autre, il convient de diviser le bassin en zones de moindre superficie ayant des caractéristiques similaires aux fins des analyses de la diminution de la production. Pour cette évaluation, le BSOC a donc été divisé en 14 régions, dont les caractéristiques de production sont semblables et qui sont exposées à la figure 2.2.

La production gazière mensuelle dans le BSOC selon l'année de raccordement est illustrée à la figure 2.3. Depuis quelques années, la production gazière dans le BSOC est stable et se situe autour de 450 Mm^3/j (16 Gpi^3/j) alors que les effets d'une grande activité de forage ont été neutralisés par des taux de diminution plus marqués ainsi que par une productivité moindre des nouveaux puits. En outre, le rôle de plus en plus essentiel des nouveaux forages se précise car, en 2003, environ la moitié de la production provenait de puits forés au cours des cinq années précédentes.

Zones d'étude dans le BSOC



Production de gaz classique dans le BSOC par année de raccordement



Source : Registres GeoScout sur la production des puits après application des calculs estimatifs de contraction de l'Office

2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC)

Le gaz naturel tiré du charbon est une source d'approvisionnement émergente au Canada. Il existe des gisements houillers renfermant du gaz naturel dans de nombreuses régions un peu partout au pays, mais la mise en valeur de cette ressource en est encore à ses premiers balbutiements. C'est en Alberta qu'on remarque la plus grande effervescence au niveau du GNC. C'est d'ailleurs là qu'on retrouve surtout cette ressource et où la mise en valeur du GNC bénéficie de la présence d'une importante infrastructure déjà en place. La production commerciale du GNC est en cours dans certaines régions albertaines alors qu'on en est toujours à l'étape expérimentale ailleurs dans la province et en C.-B.

Les deux grandes zones géologiques abritant du GNC sont les gisements houillers de Mannville et Horseshoe Canyon. Actuellement, du GNC est produit à partir des gisements houillers de Horseshoe Canyon dans le centre-sud de l'Alberta. Ces derniers renferment des concentrations relativement faibles de gaz naturel, mais ils sont assez peu profonds, en plus d'être secs et plus perméables que d'autres. Les possibilités semblent plus intéressantes dans les gisements houillers profonds de Mannville, dont la mise en valeur demeure toutefois à l'étape expérimentale. Le gaz naturel y est plus concentré, mais sa mise en valeur coûtera davantage du fait qu'il se situe à des profondeurs plus grandes et qu'il renferme des quantités supérieures d'eau saline qu'il faut retirer, puis réinjecter dans des formations encore plus profondes, avant l'entrée en production. Aucune production commerciale n'est envisagée pendant la période de projection.

La production de GNC en Alberta se situait aux alentours de 2,1 Mm^3/j (75 Mpi^3/j) à la fin de 2003. Au milieu de 2004, ces volumes avaient atteint quelque 2,8 Mm^3/j (100 Mpi^3/j). Presque toute cette production provient des gisements houillers de Horseshoe Canyon. Il est à remarquer que la production tirée des puits de GNC peut également comprendre certains volumes de gaz classique, car le charbon s'intercale souvent entre des gisements de tel gaz. Contrairement aux diminutions rapides de production des puits de gaz classique peu profonds, il semble que la durée de production des puits de GNC pourrait atteindre jusqu'à 30 ans et que les diminutions seraient très graduelles.

2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

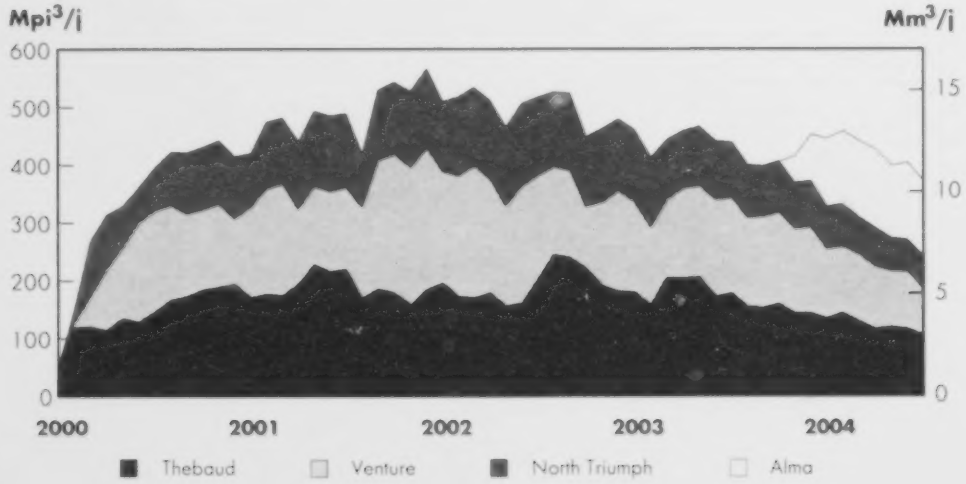
Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est devenue un élément vital à l'échelle régionale, permettant pour la première fois aux consommateurs des Maritimes d'avoir recours au gaz naturel. Par ailleurs, cette source d'approvisionnement a été à l'origine d'exportations de taille dans le Nord-Est des États-Unis. La production provient du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES). Ce projet est entré en production à la fin de 1999 et compte actuellement pour plus ou moins 2 % de la productibilité de gaz naturel au Canada, avec environ 11 Mm^3/j (400 Mpi^3/j).

Tel qu'indiqué à la figure 2.4, les trois champs d'origine du PÉES ont présenté des diminutions de production naturelles de 28 % à 34 % depuis le début de 2004. Le raccordement d'un quatrième champ, soit celui d'Alma, à la fin de 2003, a permis d'ajouter 3,7 Mm^3/j (130 Mpi^3/j) à la production et ainsi de neutraliser les diminutions des autres champs jusqu'en mars. Entre mars et août, la production gazière du PÉES a régressé, passant d'environ 12,5 Mm^3/j à 10,8 Mm^3/j (de 440 Mpi^3/j à 380 Mpi^3/j).

Les coûts plus élevés associés aux activités extracôtières signifient qu'en général, au moment des comparaisons avec des projets sur la terre ferme, un nombre relativement faible de puits produisent à des taux assez élevés. Ceci pourrait très bien faire varier davantage la productibilité puisque la production totale peut être grandement touchée par le bon ou le mauvais rendement d'un petit nombre de puits. Étant donné qu'il n'existe qu'un seul projet extracôtier dans la région des Maritimes, la productibilité régionale a elle aussi connu des écarts importants. Cette situation devrait normalement demeurer lourde de conséquences pour les participants au marché alors que la productibilité continuera de varier en raison de diminutions de production naturelles des divers champs, de l'ajout d'un nouveau champ et d'une compression accrue de tous ces champs pendant la période visée.

FIGURE 2.4

Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



Source : Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (après application d'un facteur de 0,96 pour la conversion du gaz brut en gaz commercialisable)

MÉTHODOLOGIE

La productibilité future de gaz naturel au Canada sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et dans une mesure toujours plus grande le GNC de l'Ouest canadien. Dans cette ÉME, ce sont les tendances au niveau des caractéristiques de la production moyenne qui servent à établir la productibilité de gaz naturel classique dans le BSOC. Pour les calculs estimatifs de la productibilité de GNC, le recours aux données sur le gaz classique dans le bassin se complique en raison d'une production éparse. Puisque les données sont limitées, l'Office a consulté des représentants de l'industrie afin de connaître leurs points de vue quant à des profils de production possibles.

La démarche est différente pour la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, où les données sur la production passée proviennent d'un nombre restreint de puits à l'intérieur de champs clairement délimités. Cette production est tirée d'un grand projet unique et il est probable qu'un seul autre champ y sera raccordé pendant la période de projection. Les calculs estimatifs sur la productibilité de gaz dans cette zone se concentrent donc spécifiquement sur le PÉES.

3.1 BSOC – Offre de gaz classique

La méthode utilisée dans cette ÉME pour calculer la productibilité gazière du BSOC peut se résumer comme suit :

Productibilité future = [productibilité future des raccordements de puits de gaz existants] + [productibilité des raccordements de puits de gaz futurs] + [productibilité en gaz dissous]

La formule ci-dessus est appliquée à chaque zone géographique précisée au chapitre 2 en vue d'obtenir une estimation de la productibilité à court terme dans le BSOC.

Pour les besoins de ce rapport, les *raccordements de puits de gaz existants* sont considérés comme étant ceux qui sont entrés en production avant le 1er janvier 2004 et les *raccordements de puits de gaz futurs* sont ceux qui ont été mis en service après cette date.

Pour obtenir une estimation de la **productibilité future des raccordements de puits de gaz existants** dans chaque zone géographique, on a regroupé les raccordements en question selon leur année, puis on a effectué une analyse de la diminution de la production afin d'établir les paramètres de définition de la productibilité future de ce groupe.

Pour évaluer la **productibilité des raccordements de puits de gaz futurs**, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données pertinentes pour le « raccordement

de puits de gaz moyen » dans chaque zone géographique[5]. L'analyse menée sur les raccordements de puits de gaz moyens est fort semblable à celle exécutée pour les raccordements de puits de gaz existants, sauf que l'accent est mis sur la définition des caractéristiques aux premiers stades de production plutôt que sur les données plus récentes. Les tendances observées dans les données antérieures ont servi à établir les paramètres qui définissent la productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre envisagé de raccordements de puits de gaz futurs est estimé et appliqué à la productivité prévue pour le raccordement de puits de gaz moyen des années à venir afin d'en arriver à la productibilité des raccordements futurs.

La **productibilité en gaz dissous** se rapporte au gaz naturel produit conjointement avec du pétrole. Les valeurs relatives à la production antérieure de gaz naturel ont été additionnées pour tous les raccordements de puits de pétrole dans chaque zone géographique et une analyse de la diminution de la production a été exécutée afin d'obtenir les paramètres qui définissent la productibilité future en gaz dissous.

Tous les raccordements qui produisent du gaz ou du pétrole ont été regroupés dans deux catégories, gaz (« raccordements de puits de gaz ») et pétrole (« raccordements de puits de pétrole »), à partir de la production cumulative et du ratio gaz/pétrole cumulatif de chaque raccordement. Le GNC est inclus dans les « raccordements de puits de gaz », mais cette ressource est évaluée séparément des raccordements effectués à partir de sources classiques.

3.1.1 *Raccordements de puits de gaz existants*

À l'intérieur de chacune des zones de production de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan (à l'exception du sud-est de la Saskatchewan où seul du gaz dissous est produit), on a regroupé les raccordements de puits de gaz selon leur année, puis on a effectué une analyse de la diminution de la production pour chaque groupe.

Pour un ensemble de raccordements de puits de gaz (regroupés par zone géographique et par année de raccordement), on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production de cet ensemble en fonction de la production cumulative afin de déterminer les paramètres suivants :

- productibilité du groupe au 31 décembre 2003,
- taux anticipé(s) de diminution (courbe exponentielle).

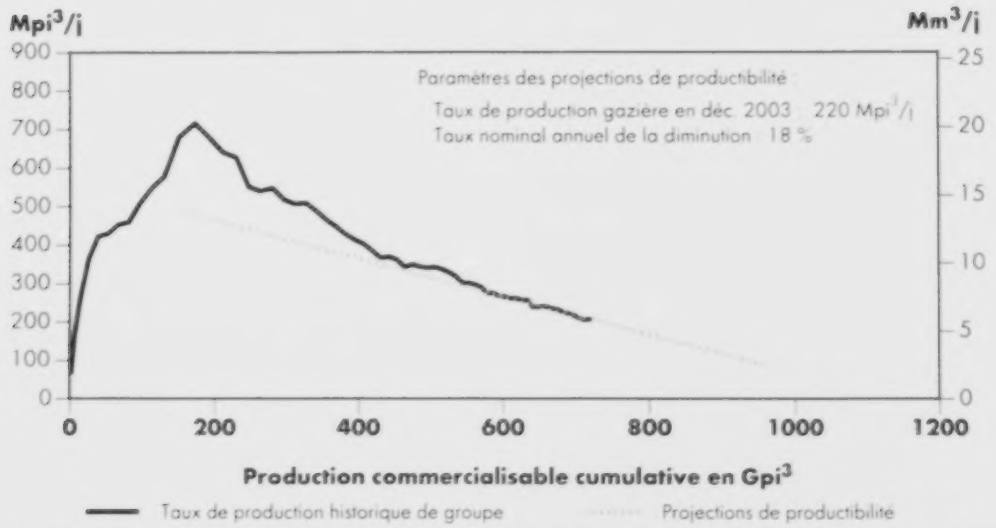
On peut appliquer les paramètres ci-dessus pour estimer la productibilité future de chaque groupe de raccordements de puits de gaz existants. La figure 3.1 montre le graphique obtenu dans le cas de la zone frontale des piémonts de l'Alberta, pour l'année de raccordement 1999, comme exemple de la méthode utilisée afin d'établir les paramètres de rendement du groupe. Le taux de diminution (courbe exponentielle) est calculé en fonction de la pente de la droite formée par les données de production antérieures, sur le graphique du taux de production par rapport à la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de la diminution de la production.

3.1.2 *Raccordements de puits de gaz futurs*

La productibilité des raccordements de puits de gaz futurs devrait représenter une composante importante de la productibilité de gaz pendant la période de projection. Afin d'obtenir la

5 Les calculs estimatifs du raccordement de puits de gaz moyen prévoient la normalisation des données antérieures fondée sur le nombre de mois depuis l'entrée en production.

Exemple de graphique de la diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

productibilité estimative en provenance de cette source, il faut d'abord estimer le nombre de raccordements de puits de gaz futurs et les caractéristiques de la production moyenne de ces raccordements. Des deux paramètres, c'est le nombre de raccordements de puits de gaz futurs dans le BSOC qui est le plus difficile à établir. L'effort de forage n'a pas été constant dans le passé et nombreux sont les facteurs qui ont une incidence sur de tels travaux, notamment les conditions du marché, la disponibilité d'appareils de forage, les conditions météorologiques et l'apparition de nouvelles zones prometteuses. Dans cette section est décrite l'évaluation des caractéristiques de rendement de la production du raccordement de puits de gaz futur moyen, puis on y traite de la méthodologie employée dans l'ÉME pour établir le nombre de raccordements futurs.

3.1.2.1 Rendement des raccordements de puits de gaz futurs

Pour évaluer la productibilité des raccordements de puits de gaz classique futurs dans le BSOC, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données portant sur le « raccordement de puits de gaz moyen » dans chaque zone géographique.

L'analyse de la diminution de la production du raccordement de puits de gaz moyen dans chaque zone semble indiquer une régression rapide pendant la période initiale, qui dure habituellement environ 17 mois et qui est suivie d'une période caractérisée par un taux de diminution beaucoup plus faible. L'analyse de la diminution de la production illustre ce comportement en présentant :

- le taux de production initial,
- le premier taux de diminution,
- le nombre de mois avant le second taux de diminution,
- le second taux de diminution.

La figure 3.2 présente un exemple du type de graphique généré au cours d'une analyse de la diminution de la production pour un raccordement de puits de gaz moyen. Cette figure porte sur l'analyse de la zone frontale des piémonts de l'Alberta pour les raccordements de puits de gaz mis en production en 1999. Des graphiques de ce genre ont été préparés pour toutes les zones géographiques et pour toutes les années de raccordement entre 1995 et 2003.

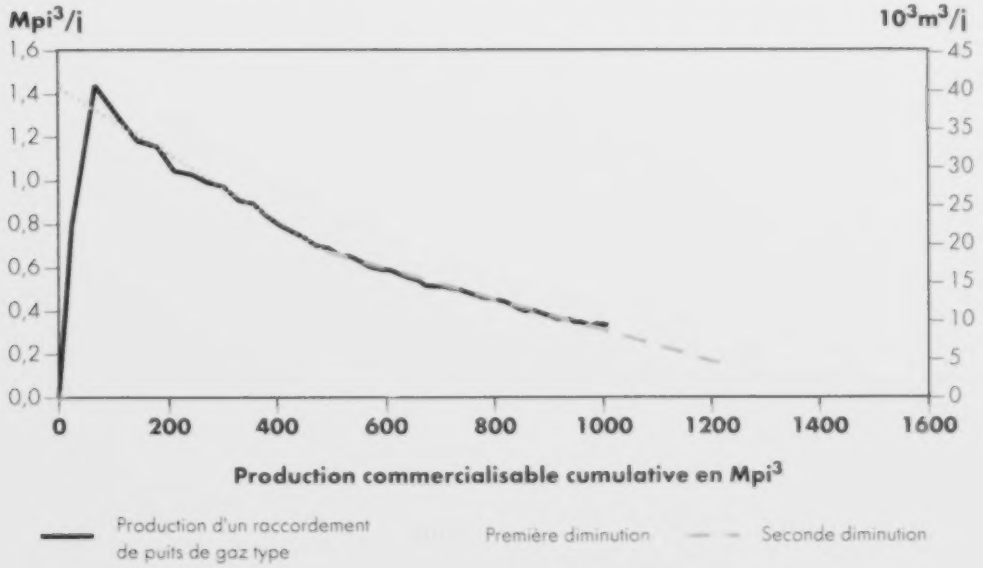
L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements de puits de gaz moyens au cours des années antérieures. Les tendances qui ressortent clairement au niveau du rendement des puits dans les années passées ont été cernées afin d'obtenir des paramètres qui pourraient être appliqués aux raccordements de puits de gaz futurs. L'évaluation des paramètres de rendement des années antérieures permet de constater que le premier taux de diminution, le second taux de diminution et le nombre de mois les séparant ont été assez constants à l'intérieur de chaque zone géographique, de sorte qu'il est raisonnable d'appliquer ces paramètres antérieurs aux raccordements de puits de gaz futurs dans chacune de ces zones. Cependant, la productivité initiale du puits de gaz moyen décroît habituellement d'une année à l'autre.

L'examen du rendement du raccordement de puits de gaz moyen dans l'ensemble du BSOC depuis quelques années permet de mettre ces tendances en évidence (figure 3.3). Des graphiques illustrant le rendement du raccordement de puits de gaz moyen au cours des dernières années et celui projeté pour chaque zone géographique sont présentés à l'annexe 1.

Afin d'établir la productivité initiale des raccordements de puits de gaz moyens à l'avenir, l'Office a étudié la tendance affichée par les productivités initiales au fil des ans dans chaque région et les valeurs projetées pour les années postérieures qui correspondaient à la tendance passée. La figure 3.4

FIGURE 3.2

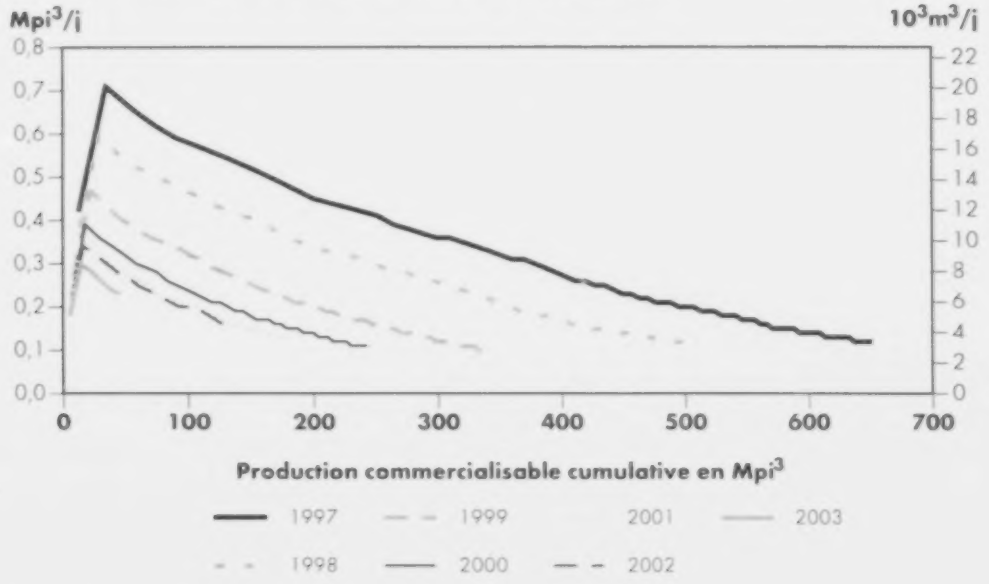
Exemple de graphique de la diminution de la production du raccordement de puits de gaz moyen (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

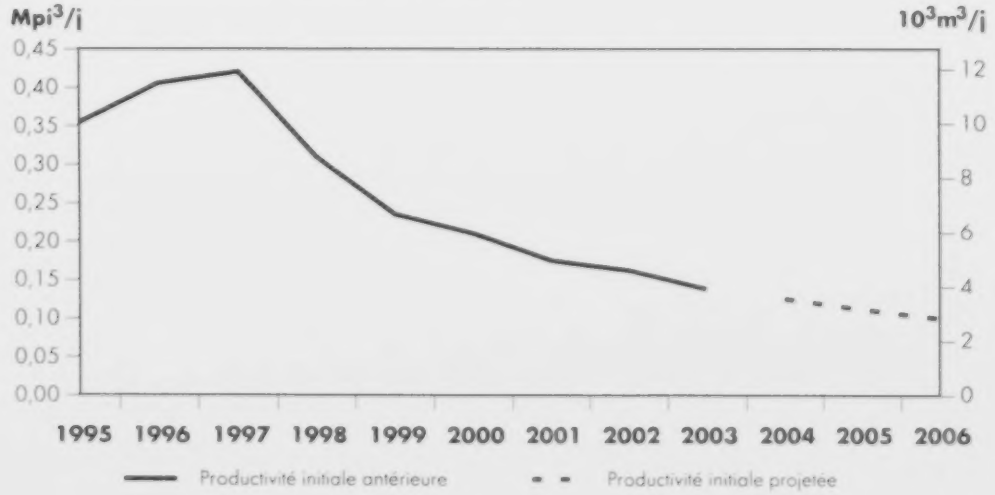
illustre la méthode employée par l'Office pour obtenir la productivité initiale des raccordements de puits de gaz en 2004, 2005 et 2006.

BSOC – *Rendement du raccordement de puits de gaz moyen*



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

Exemple de productivité initiale du raccordement de puits de gaz moyen par année de raccordement (zone : sud-est de l'Alberta)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

3.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs

À l'inverse des ÉME précédentes dans cette série, qui incorporaient les perspectives de forage produites par une association industrielle, celle-ci a recours à une méthodologie indépendante fondée sur les flux de trésorerie de l'industrie et la capacité de forage pour projeter l'ampleur des travaux de forage de puits de gaz qui seront menés.

Des données antérieures ont été étudiées de façon à obtenir des corrélations entre les niveaux de forage et les prix du gaz. Des facteurs comme les taux de redevance et de réinvestissement, les frais d'exploitation, les coûts des travaux de forage et le nombre moyen de jours consacrés au forage d'un puits de gaz selon la région ont été analysés de manière à établir l'ampleur anticipée de tels travaux dans le BSOC en fonction des scénarios de prix envisagés pour le gaz. Cette méthodologie a fait l'objet de discussions avec un certain nombre de producteurs qui, en général, l'ont jugée raisonnable. On a fait remarquer que l'encaisse en main à des fins de réinvestissement n'était pas un problème pour le forage de puits de gaz dans les conditions actuelles. Cette perception a été confirmée après analyse des flux de trésorerie. Compte tenu des conditions qui prévalent sur le marché, les travaux de forage projetés en fonction des flux de trésorerie étaient supérieurs à la capacité physique de l'industrie à forer des puits de gaz dans le BSOC. L'annexe 2 illustre le calcul du nombre de jours envisagé chaque année pour le forage de puits de gaz, d'après le nombre projeté d'appareils de forage présents dans l'Ouest canadien et leur niveau d'utilisation probable tel qu'estimé par l'Office.

Les jours consacrés au forage de puits de gaz selon la zone ont été établis sur la base de données antérieures (dans le sud-est de l'Alberta, l'effort de forage a été subdivisé entre sources d'approvisionnement de gaz classique et GNC). Il a été possible d'obtenir le nombre total de puits forés en divisant le nombre total de jours de forage par le nombre moyen de jours qu'il faut pour forer un puits de gaz dans chaque zone. Ensuite, en tenant compte d'un taux type de forages fructueux dans chaque zone, il a été possible d'obtenir le nombre de puits de gaz fructueux à partir du nombre de puits forés. La dernière étape a consisté à appliquer un facteur, dans chaque région, servant à estimer le nombre de raccordements de puits de gaz au cours d'une année en fonction du nombre de puits fructueux.

3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, le gaz provient des gisements de Kotaneelee, des collines Cameron et du plateau de la Liard (la production gazière d'Ikhil et de Norman Wells n'étant pas raccordée au réseau pipelinier, elle est exclue de cette évaluation). En raison du faible nombre de puits producteurs dans les territoires précités, un seul graphique de la diminution de la production a été produit pour l'ensemble des gisements afin de définir la productibilité future des puits existants.

Étant donné que les puits sont peu nombreux et les données de production relativement minces, au Yukon comme dans les Territoires du Nord-Ouest, une analyse statistique permettant de cerner les caractéristiques de production des raccordements moyens y est impossible. Pour cette zone, l'Office n'a fait que calculer de façon estimative des paramètres raisonnables pour les raccordements de puits de gaz futurs en fonction du rendement antérieur des puits dans cette même zone.

3.1.4 Gaz dissous

Le gaz dissous compte actuellement pour quelque 8,5 % de la productibilité totale de gaz commercialisable dans le BSOC. Afin d'estimer la productibilité future de gaz dissous, une analyse de

la diminution de la production a été effectuée pour obtenir le taux de production actuel et le taux de diminution de la production de gaz dissous dans chaque zone géographique de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception des piémonts de la C.-B. où il n'y a pas de gaz dissous).

3.2 BSOC – GNC

Les calculs estimatifs devant mener à l'obtention de la productibilité des puits de GNC ont recours aux mêmes rapports fondamentaux qui servent à évaluer la productibilité des sources d'approvisionnement de gaz classique (soit productibilité future = productibilité des puits existants + productibilité des puits futurs). Toutefois, étant donné que l'exploitation commerciale du GNC est toute récente, on a cherché à obtenir des renseignements auprès des producteurs actifs dans ce secteur d'exploitation de façon à compléter les données de production limitées et à aider à produire les paramètres requis en vue de l'estimation de la productibilité du GNC, des puits existants comme des puits futurs.

Les données qui existent au sujet du forage de puits de GNC ont été examinées et les producteurs actifs dans ce secteur ont été consultés de manière à obtenir une estimation du nombre de puits de gaz futurs qui seront destinés à l'exploitation du GNC. Dans le cadre d'une telle analyse, les travaux de forage destinés à l'exploitation du GNC sont intégrés à l'activité de forage prévue dans le sud-est de l'Alberta, tel que mentionné à la section 3.1.2.1. Comme c'est le cas pour les puits de gaz classique, les tendances au niveau des raccordements de puits de GNC ont été étudiées de façon à pouvoir en évaluer le nombre auquel il est possible de s'attendre en tenant compte de l'ensemble des puits de GNC forés.

3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Dans le cas de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, un taux de diminution exponentielle de 30 % a été appliqué aux puits producteurs existants. Ce taux s'appuie sur la moyenne des taux de diminution des trois champs de production d'origine. Aucun nouveau puits n'est prévu dans les champs en production, mais l'ajout de compression dans ces champs est envisagé pour 2006. Les paramètres utilisés pour l'analyse de la compression découlent de discussions avec des représentants de l'industrie.

Des travaux sont déjà en cours en vue de l'ajout d'un cinquième champ (South Venture). La productibilité prévue pour ce champ a été obtenue en tenant compte des ressources récupérables et en ayant recours à un profil de production fondé sur les autres champs en production.

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

4.1 BSOC – Offre de gaz classique

Tel qu'avancé au chapitre 3, l'offre de gaz classique dans le BSOC compte trois composantes : les puits de gaz existants, les puits de gaz futurs et le gaz dissous. Les paramètres liés à chacune de ces composantes sont traités ci-après.

4.1.1 *Diminution de la production à partir des raccordements de puits de gaz existants et du gaz dissous*

Une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour chaque zone géographique et pour chaque année de raccordement, dans le cas des raccordements de puits de gaz existants, ainsi que pour chaque zone géographique pour le gaz dissous. Cette analyse a permis d'établir la productibilité à la fin de 2003 de même que les taux de diminution de la production applicables à partir desquels la productibilité future des raccordements de puits de gaz existants et du gaz dissous pouvait être calculée. Un tableau présentant tous les paramètres de la diminution de la production pour les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous constitue l'annexe 3. La productibilité pouvant être envisagée à partir de ces paramètres est de 457 Mm^3/j (16,1 Gpi^3/j) à la fin de 2003, 362 Mm^3/j (12,8 Gpi^3/j) à la fin de 2004, 303 Mm^3/j (10,7 Gpi^3/j) à la fin de 2005 et 257 Mm^3/j (9,1 Gpi^3/j) à la fin de 2006.

4.1.2 *Raccordements de puits de gaz futurs*

L'analyse présentée à la section 4.1.1 amène à penser qu'en raison d'une diminution constante de la production au fil des ans pour les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous, une tranche d'environ 93 Mm^3/j (3,3 Gpi^3/j) de la productibilité devra être remplacée chaque année au moyen de nouveaux puits de gaz afin de maintenir la production dans le BSOC.

4.1.2.1 Paramètres de rendement pour les raccordements de puits de gaz moyens futurs

En tenant compte de la contribution importante des raccordements récents de puits de gaz pour ce qui est de la productibilité totale dans le BSOC, le niveau de productibilité auquel on peut s'attendre pour les raccordements de puits de gaz futurs est un facteur clé de l'évaluation de la productibilité future. L'analyse de la diminution de la production décrite au chapitre 3 est à la base des paramètres de rendement établis pour les raccordements de puits de gaz futurs.

De façon générale, le premier et le second taux de diminution, ainsi que le nombre de mois les séparant, qui ont été observés dans chaque zone géographique ont été assez constants au cours des

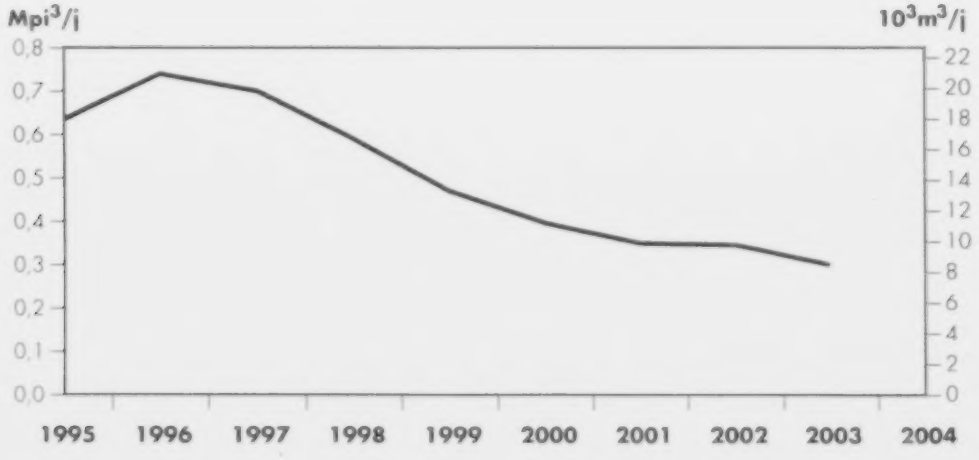
dernières années de raccordement. Par conséquent, les paramètres de rendement des puits de gaz moyens ont été appliqués aux années de raccordement à venir (voir l'annexe 4).

Dans le cas de la productivité initiale des raccordements de puits de gaz, la tendance varie considérablement d'une zone à l'autre (voir l'annexe 5). En général, la productivité initiale des raccordements de puits de gaz continue de décroître d'année en année, des diminutions plus faibles devenant apparentes au cours des dernières années. La figure 4.1 illustre la tendance générale de la productivité initiale des puits de gaz au fil du temps dans l'ensemble du BSOC.

Les paramètres de rendement spécifiques établis pour les raccordements de puits de gaz futurs dans chaque zone géographique sont présentés au tableau 4.1.

FIGURE 4.1

BSOC – Productivité initiale des raccordements de puits de gaz moyens par année de raccordement



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

TABLEAU 4.1

Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz moyens par zone en 2004, 2005 et 2006

Zone	Premier taux de diminution	Nombre de mois avant le second taux de diminution	Second taux de diminution	Productivité initiale					
				Raccordements de puits de gaz en 2004		Raccordements de puits de gaz en 2005		Raccordements de puits de gaz en 2006	
				$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j
Alberta - Piémonts	0.50	12	0.20	49.6	1.75	49.6	1.75	49.6	1.75
Alberta - Zone frontale des piémonts	0.50	18	0.26	21.2	0.75	19.8	0.70	18.4	0.65
Alberta - Sud-est	0.67	15	0.30	3.5	0.13	3.2	0.11	2.8	0.10
Alberta - Centre-est	0.60	20	0.30	4.5	0.16	4.0	0.14	3.5	0.13
Alberta - Centre	0.65	18	0.35	8.2	0.29	7.5	0.27	6.8	0.24
Alberta - Nord-est	0.32	24	0.21	6.7	0.24	6.1	0.22	5.7	0.20
Alberta - Nord-ouest	0.55	20	0.32	12.7	0.45	11.9	0.42	11.0	0.39
C.-B. - Fort St.John	0.52	20	0.20	25.5	0.90	24.6	0.87	24.1	0.85
C.-B. - Fort Nelson	0.45	24	0.20	31.2	1.10	29.7	1.05	28.3	1.00
C.-B. - Piémonts	0.20	s.o.	s.o.	113.3	4.00	107.6	3.80	102.0	3.60
Saskatchewan - Centre	0.52	20	0.26	6.2	0.22	6.1	0.22	5.9	0.21
Saskatchewan - Sud-ouest	0.50	16	0.24	2.3	0.08	2.3	0.08	2.3	0.08

4.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs

Les prix du gaz relativement élevés ces dernières années ont entraîné à leur suite une forte activité de forage. Sous ce rapport, le nombre d'appareils de forage dans l'Ouest canadien a pris de l'ampleur pendant ces mêmes années et on prévoit qu'il continuera de croître à un rythme constant. La figure 4.2 présente le nombre d'appareils de forage, des années antérieures et à venir, dans l'Ouest canadien et leur degré d'utilisation annuelle.

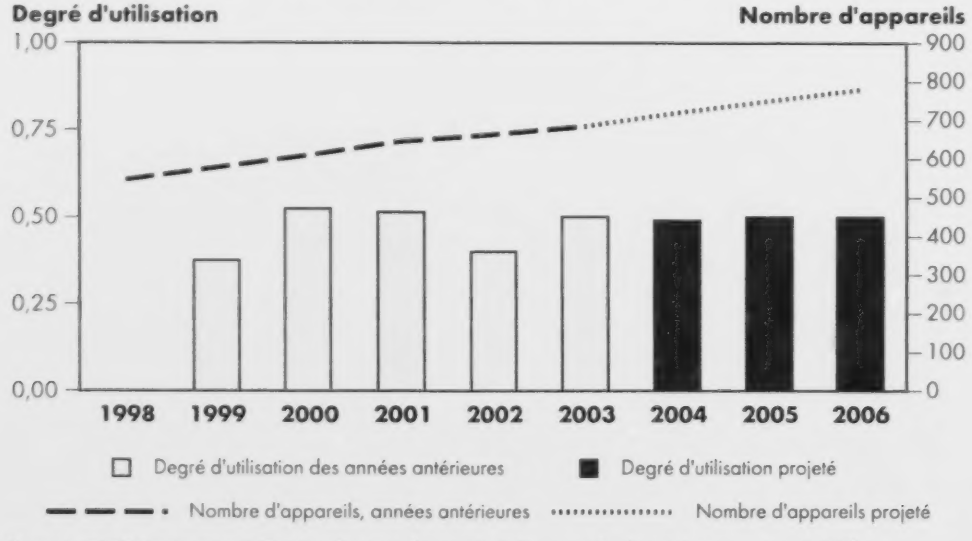
La consultation menée auprès de représentants du secteur du forage a confirmé que l'utilisation des appareils pendant la période de projection serait semblable aux niveaux atteints en 2001 et 2003, deux années où le marché était robuste. Compte tenu du nombre prévu d'appareils de forage dans l'Ouest canadien et du degré d'utilisation anticipé, l'Office est d'avis qu'environ 15 600 puits de gaz seront forés dans le BSOC en 2004, 16 900 en 2005 et 17 900 en 2006. Des graphiques sur les données de forage antérieures et projetées, par zone, sont présentés à l'annexe 7.

Tel que mentionné au chapitre 3, le nombre de puits de gaz est converti en raccordements futurs par l'application d'un facteur établi selon les rapports antérieurs entre les deux paramètres. L'annexe 6 présente un résumé des correspondances antérieures entre les raccordements de puits de gaz et les puits de gaz dans chaque zone géographique, puis précise le ratio choisi pour chacune de ces zones à l'égard de la période de projection. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 présente les projections de l'Office sur les raccordements de puits de gaz par zone géographique. L'Office estime 15 900 raccordements de puits de gaz dans le BSOC en 2004, 17 200 en 2005 et 18 400 en 2006.

La répartition des travaux de forage dans le BSOC au cours des années antérieures a également été examinée et on a observé, pour l'ensemble du bassin, qu'un effort de forage un peu plus grand avait été déployé sur le flanc ouest, en particulier en C.-B., ces dernières années (voir l'annexe 8). En général, les projections de l'Office relatives à la répartition de l'effort en question dans les diverses zones du BSOC tiennent compte de cette évolution. Cependant, l'Office estime que les zones de Fort Nelson et de Fort St John, en C.-B., au même titre que celle des piémonts de l'Alberta,

FIGURE 4.2

Utilisation des appareils de forage présents dans l'Ouest canadien



Source : CAODC et Precision Drilling (nombre réel d'appareils de forage en fin d'année) et projections de l'Office

Raccordements de puits de gaz projetés par zone

Zone	Raccordements de nouveaux puits de gaz projetés		
	2004	2005	2006
Alberta - Piémonts	90	102	111
Alberta - Zone frontale des piémonts	1 378	1 551	1 709
Alberta - Sud-est	6 596	6 524	6 901
Alberta - Centre-est	952	1 032	1 094
Alberta - Centre	1 679	1 808	1 902
Alberta - Nord-est	271	257	251
Alberta - Nord-ouest	1 076	1 133	1 164
C.-B. - Fort St-John	497	540	582
C.-B. - Fort Nelson	291	310	327
C.-B. - Piémonts	24	25	26
Saskatchewan - Centre	207	224	238
Saskatchewan - Sud-ouest	2 139	2 309	2 315
Alberta - GNC	737	1 425	1 785
Total BSOC (sauf le Yukon et les T.N.-O.)	**15 937**	**17 240**	**18 405**

continueront d'attirer une part un peu plus importante des forages de gaz dans le bassin, tandis que l'inverse sera vrai pour les zones du nord-est et du nord-ouest de l'Alberta.

4.2 BSOC – GNC

4.2.1 *Raccordements de puits de GNC existants*

La productibilité de GNC à la fin de 2003 s'élevait à quelque 2,1 Mm^3/j (75 Mpi^3/j). Tel qu'indiqué précédemment, la production de GNC diffère de celle de gaz classique en cela qu'elle diminue plus lentement. Par conséquent, une diminution zéro a été appliquée à la production existante pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2004, puis un taux de diminution annuelle de 10 % a été adopté par la suite.

4.2.2 *Raccordements de puits de GNC futurs*

Après consultation de représentants de l'industrie et examen des tendances affichées au niveau de la mise en valeur du GNC, le nombre envisagé de puits de GNC à forer pendant la période de projection s'établit respectivement à 1 100, 1 900 et 2 100 pour 2004, 2005 et 2006. Le nombre approximatif de raccordements de puits de GNC envisagé à partir de ceux précités est respectivement de 750, 1 400 et 1 800 en 2004, 2005 et 2006. Toujours après consultation de représentants de l'industrie et examen des données de production existantes, la productivité initiale du raccordement de puits de GNC moyen devrait normalement se situer à 2,8 $10^3m^3/j$ (100 kpi^3/j). L'Office ne s'attend à aucune diminution de la production des puits moyens pendant la première tranche de 24 mois de cette production, puis tient compte d'un taux nominal de diminution annuelle de 10 % par la suite.

4.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

La productibilité de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est actuellement attribuable à quatre champs tandis qu'un cinquième devrait entrer en production au début de 2005. On considère que tous les raccordements de puits de gaz requis étaient en place dans les quatre champs producteurs à la fin de 2003. La productibilité totale à la fin de cette même année 2003 s'élevait à environ 12,8 Mm^3/j (450 Mpi^3/j).

On pense que le nouveau champ South Venture renferme plus ou moins la même quantité de ressources récupérables que le champ Alma. Par conséquent, le profil de mise en valeur et de production de ce dernier a servi de modèle aux calculs estimatifs utilisés pour South Venture. Cela signifie que deux puits de gaz et raccordements sont envisagés dans ce champ. La productibilité initiale du champ South Venture est évaluée à 3,5 Mm^3/j (124 Mpi^3/j). Les diminutions de la production annuelle du PÉES sont estimées à 30 %, conformément à celles enregistrées pour les trois champs d'origine au cours des années passées.

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Le tableau 5.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone géographique. La productibilité est présentée sur une base moyenne annuelle plutôt qu'en fin d'année afin de fournir une estimation plus représentative de la situation pour chaque année. Le tableau montre la production annuelle moyenne pour 2003 ainsi que la productibilité annuelle moyenne prévue dans chaque zone pour 2004, 2005 et 2006. L'Office s'attend à ce que la productibilité annuelle moyenne de gaz naturel au Canada augmente légèrement, passant de 469 Mm^3/j (16,6 Gpi^3/j) en 2003 à 477 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) en 2006. La productivité moyenne des nouveaux raccordements de puits de gaz continue de diminuer, mais le taux de diminution global étant plus faible, l'intensification de l'activité de forage donne lieu à une légère augmentation de la production.

5.1 BSOC – Gaz classique

L'Office prévoit que la productibilité de gaz classique dans le BSOC demeurera relativement inchangée à environ 456 Mm^3/j (16,1 Gpi^3/j) au cours de la période de projection. Durant cette même période, on s'attend à ce que la productibilité de gaz classique en Alberta, province productrice la plus importante, diminue d'environ 365 Mm^3/j (12,9 Gpi^3/j) à 353 Mm^3/j (12,4 Gpi^3/j). Les

Perspectives de productibilité du gaz naturel au Canada par zone

Zone	Production annuelle moyenne							
	Années antérieures		Projections					
	2003		2004		2005		2006	
	Mm^3/j	Mpi^3/j	Mm^3/j	Mpi^3/j	Mm^3/j	Mpi^3/j	Mm^3/j	Mpi^3/j
Alberta - Piémonts	16,57	585	17,64	623	18,69	660	19,84	700
Alberta - Zone frontale des piémonts	124,00	4 377	125,12	4 417	123,85	4 372	123,32	4 353
Alberta - Sud-est	75,82	2 677	79,02	2 789	77,95	2 752	75,65	2 671
Alberta - Centre-est	18,27	645	18,20	642	18,07	638	17,67	624
Alberta - Centre	45,08	1 591	46,39	1 638	46,28	1 634	45,63	1 611
Alberta - Nord-est	28,64	1 011	25,24	891	22,24	785	19,64	693
Alberta - Nord-ouest	56,56	1 996	53,93	1 904	52,47	1 852	50,71	1 790
C.-B. - Fort St-John	37,53	1 325	36,17	1 277	37,74	1 332	39,72	1 402
C.-B. - Fort Nelson	21,84	771	23,72	837	25,59	903	27,15	958
C.-B. - Piémonts	10,46	369	11,20	395	11,86	419	12,37	437
Saskatchewan - Centre	4,87	172	4,98	176	5,06	178	5,12	181
Saskatchewan - Sud-ouest	12,91	456	14,39	508	15,38	543	16,30	576
Saskatchewan - Sud-est	0,83	29	0,83	29	0,82	29	0,81	29
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	2,35	83	1,86	66	1,88	66	2,12	75
Production classique totale dans le BSOC	**455,76**	**16 088**	**458,68**	**16 191**	**457,89**	**16 164**	**456,05**	**16 099**
Alberta - GNC	1,34	47	3,26	115	6,28	222	10,64	376
Production totale dans le BSOC	**457,10**	**16 136**	**461,93**	**16 306**	**464,17**	**16 385**	**466,69**	**16 474**
Zone extracôtière de l'Est	12,25	432	11,47	405	12,08	426	11,20	395
Production totale au Canada	**469,34**	**16 568**	**473,40**	**16 711**	**476,25**	**16 812**	**477,89**	**16 870**

baisses de production devraient se produire dans le nord-est et le nord-ouest de l'Alberta où au total, la production annuelle moyenne passerait de 85 Mm^3/j (3,0 Gpi^3/j) en 2003 à 70 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) en 2006. La productibilité de la zone des piémonts en Alberta devrait s'accroître légèrement, mais les fortes contributions de la zone frontale des piémonts, du sud-est et du centre de l'Alberta, devraient demeurer relativement semblables pendant la période de projection, soit environ 245 à 250 Mm^3/j (8,6 à 8,8 Gpi^3/j) au total.

L'Office prévoit une hausse de la productibilité dans les trois zones de la C.-B. pendant la période de projection. De 69,8 Mm^3/j (2,5 Gpi^3/j) en 2003, la production annuelle moyenne totale de la C.-B. devrait atteindre 79,5 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j) en 2006.

La productibilité totale en Saskatchewan devrait aussi augmenter légèrement durant la période de projection, passant d'une moyenne annuelle de 18,6 Mm^3/j (0,7 Gpi^3/j) en 2003 à 22,3 Mm^3/j (0,8 Gpi^3/j) en 2006.

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, on prévoit que la productibilité reculera de 20 % en 2004 et 2005, mais commencera à se redresser en 2006 avec le forage de nouveaux puits.

5.2 BSOC – GNC

Le GNC est la catégorie dont la productibilité s'accroît le plus rapidement selon notre évaluation. L'Office prévoit que la productibilité de GNC sera multipliée par 6 au cours de la période de trois ans, passant de 2,1 Mm^3/j (75 Mpi^3/j) au début de 2004 à 12,7 Mm^3/j (450 Mpi^3/j) d'ici à la fin de 2006. Toute la production devrait provenir des gisements houillers de Horseshoe Canyon, dans le centre-sud de l'Alberta.

La croissance prévue de la productibilité de GNC repose sur une forte intensification des activités de mise en valeur de la ressource. Avant 2004, seulement 700 puits de GNC avaient été raccordés dans l'Ouest canadien. En 2004, on s'attend à ce que 1 100 nouveaux puits de GNC soit forés. N'eut été du temps pluvieux, ce nombre aurait pu être plus élevé. On s'attend à ce que les niveaux d'activité dans ce secteur continuent de croître au cours des années ultérieures, donnant lieu au forage de 2 100 puits en 2006 (voir la figure 5.1, Forages et productibilité de GNC).

Malgré la croissance rapide de la productibilité de GNC, la contribution de cette ressource à la productibilité globale de gaz au Canada demeure relativement modeste d'ici à 2006, représentant plus ou moins 2,2 %.

5.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Comme le montre la figure 5.2, l'estimation de la productibilité associée au PÉES d'ici à 2006 prévoit la diminution naturelle progressive des quatre champs producteurs et l'ajout du champ South Venture au début de 2005. La compression du gaz de la zone extracôtière, prévue en 2006, devrait contribuer à accroître la production des champs d'origine. La production serait ainsi maintenue à environ 11 Mm^3/j (400 Mpi^3/j) pendant presque toute la période, soit jusqu'au milieu de 2006. Cependant, la forte variabilité de la productibilité au cours de la période continuera de susciter des défis pour les marchés de la région.

5.4 Productibilité totale au Canada

La figure 5.3 fait état des perspectives de productibilité totale de gaz au Canada et montre les principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. L'Office s'attend à ce que la production totale au Canada augmente légèrement pendant la période. La production de gaz classique dans le BSOC devrait être plus ou moins maintenue aux niveaux récents, la contribution du GNC de l'Alberta augmentant toutefois durant la période. La production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse varie un peu, mais, en moyenne, elle devrait se maintenir près des niveaux actuels durant la plus grande partie de la période de projection.

FIGURE 5.3

Forages et productibilité de GNC

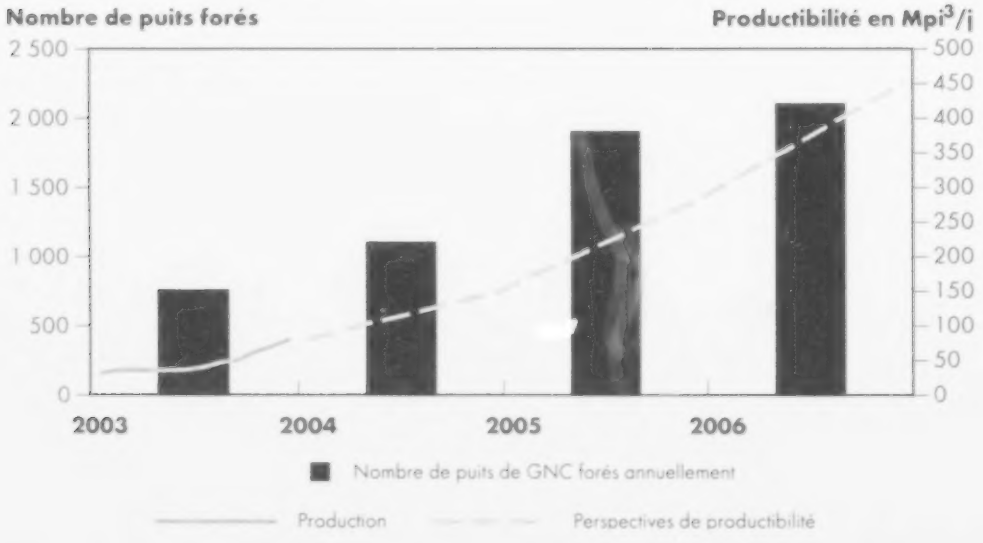


FIGURE 5.4

Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

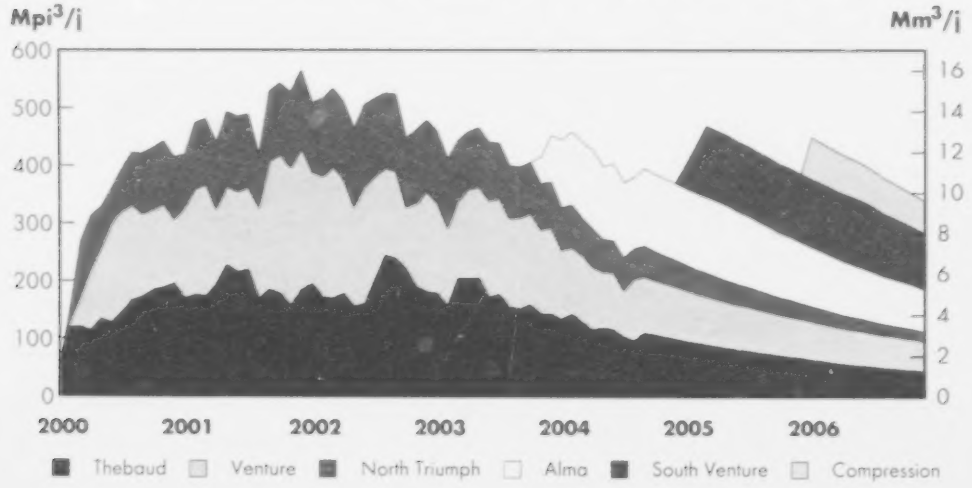
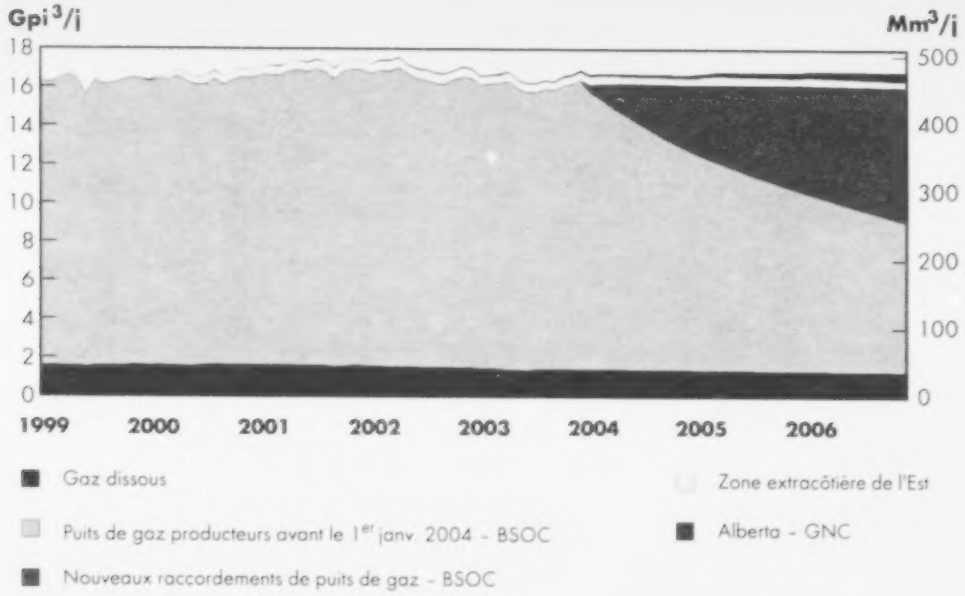


FIGURE 5.3

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



Conclusion et implications

Le secteur amont de l'industrie au Canada a continué de réagir aux prix élevés du gaz naturel qui sévissent depuis 2003. Les prix du gaz ont été particulièrement forts en 2004. Se fondant sur l'activité de forage, l'Office prévoit que le nombre de puits forés augmentera de 3 % par rapport au nombre sans précédent de 2003. De plus, l'activité de forage aurait été encore plus intense en 2004 si le temps pluvieux n'avait pas entravé le déplacement des appareils.

L'Office s'attend à ce que le taux réel de diminution de la production des puits de gaz existants se maintienne autour de 21 % par année. Cela signifie que de nouveaux raccordements devront remplacer plus du cinquième du gaz produit l'année précédente pour maintenir un niveau de production constant.

La tendance à la baisse de la productivité initiale des nouveaux puits de gaz forés dans le BSOC se poursuit. Par conséquent, pour compenser la diminution de la production des puits producteurs, le nombre de nouveaux raccordements devra croître chaque année pour maintenir les niveaux de production actuels. L'Office estime que le nombre de puits de gaz forés devra augmenter de 15 100 en 2003 à environ 15 600 en 2004 et 17 900 d'ici à 2006 pour conserver les niveaux de production actuels.

Comme le prix du gaz naturel devrait continuer d'être supérieur à 4,75 $/GJ (5,00 $/kpi^3), il semble qu'il y ait suffisamment de zones prometteuses exploitables de manière rentable et de flux de trésorerie pour maintenir la production de gaz au Canada. Notre analyse indique que dans de telles conditions, la productibilité annnuelle moyenne de gaz au Canada augmenterait légèrement, passant de 469 Mm^3/j (16,6 Gpi^3/j) en 2003 à 477 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) en 2006.

L'augmentation prévue de la productibilité résulte principalement de la production accrue de GNC. La productibilité de gaz classique dans l'Ouest canadien devrait demeurer relativement inchangée au cours de la période de projection. Les gains de productibilité de gaz classique réalisés dans la partie occidentale du bassin (les piémonts de l'Alberta et la C.-B.) conjugués à une certaine croissance dans le sud-ouest de la Saskatchewan sont annulés par le recul de la productivité dans le nord-est et le nord-ouest de l'Alberta. La productibilité de gaz au Canada continue de reposer principalement sur la zone frontale des piémonts et le sud-est de l'Alberta, dont la contribution équivaut à plus ou moins 42 % de la production totale en 2006. La productibilité de ces deux zones essentielles devrait rester relativement constante durant la période, tandis que celle de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse variera quelque peu et atteindra en moyenne 11 Mm^3/j (400 Mpi^3/j).

L'Office projette une augmentation de 8,1 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j) de la productibilité globale au Canada au cours de la période de projection de trois ans, comparativement à la diminution estimative de 14,2 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) citée dans le rapport de décembre 2003. Le recul projeté dans l'évaluation précédente découlait principalement du fait que l'Office s'attendait à une baisse des prix du gaz qui aurait donné lieu à une activité de forage moins intense que celle projetée dans la présente EME.

Implications

Le secteur amont de l'industrie devra continuer de forer davantage chaque année pour compenser la diminution de la productivité des ressources restantes. Tant que les prix du gaz seront forts, il semble que l'industrie aura suffisamment de flux de trésorerie pour effectuer les investissements nécessaires au maintien de la productibilité, ou même à une modeste croissance. Les défis que devra relever l'industrie comprennent notamment le recrutement et le maintien d'une main-d'oeuvre suffisante pour opérer le nombre croissant d'appareils de forage et d'un nombre suffisant de professionnels spécialisés en géosciences et en ingénierie pour repérer des zones prometteuses additionnelles.

Si les prix du gaz naturel devaient se replier autour de 3,80 $/GJ (4,00 $/kpi^3), la capacité de maintenir la productibilité aux niveaux actuels serait compromise. Compte tenu du nombre plus restreint de zones prometteuses rentables et de fonds moindres pour la poursuite des forages, un recul soutenu des prix ferait fléchir la productibilité de gaz naturel au Canada.

Une meilleure utilisation des appareils de forage, peut-être en déployant des efforts pour réduire la variabilité saisonnière de cette activité, pourrait entraîner une activité de forage plus forte que ne l'envisage la présente évaluation, ce qui contribuerait à une modeste croissance supplémentaire de la productibilité. Toutefois, l'industrie doit continuer de pouvoir repérer des zones prometteuses si elle veut profiter de cette utilisation accrue.

Des niveaux d'activité élevés continueront d'exercer des pressions sur les coûts dans le secteur amont de l'industrie. L'escalade des coûts associés au forage, à l'exploitation, aux terres et à l'équipement a occasionné une hausse des dépenses globales de l'industrie. À ce jour, la progression des prix du gaz a plus que compensé l'augmentation des coûts. Cependant, si les prix fléchissaient alors que les coûts continuaient d'augmenter, une partie de la productibilité projetée pourrait ne pas produire un rendement suffisant pour justifier son inclusion dans notre évaluation.

La croissance potentielle de la productibilité de gaz au Canada est attribuable en grande partie au GNC. La mise en valeur du GNC pourrait nécessiter le forage d'un grand nombre de puits, faisant en sorte que les propriétaires fonciers et autres parties touchés par ces activités devront continuer d'être consultés pour que cette importante ressource demeure accessible.

La variabilité prévue de la productibilité de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse continuera d'être un enjeu pour les marchés de la région pendant la période de projection, car les consommateurs devront s'adapter aux fluctuations de l'offre.

Année de raccordement	Année « d'entrée en production » d'un raccordement de puits de gaz ou de puits de pétrole. (Connection Year)
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale. (Marketable Gas)
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole. (Solution Gas)
GNC	Gaz naturel tiré du charbon. (NGC)
Jour(s) de forage	Nombre de jours pendant lesquels un appareil est utilisé pour forer un puits calculé comme suit : date d'achèvement du forage moins la date de démarrage plus 1. (Drill day[s])
Mois de production normalisé	Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement de puits de gaz. (Normalized production month)
Niveau(x) d'utilisation d'un appareil de forage	Dans cette ÉME, s'applique aux appareils de forage présents dans l'Ouest canadien. L'utilisation est calculée comme suit : [nombre total de jours de forage pour tous les puits dont le forage a été achevé pendant une année]/ ([nombre estimatif d'appareils de forage que compte un parc d'appareils dans une année] * [nombre de jours dans l'année]). (Rig Utilization Level[s])
Offre de gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement du BSOC, exception faite du GNC. (Conventional Gas Supply)
Période de projection	Du 1er janvier 2004 au 31 décembre 2006. (Projection Period)
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée. (Deliverability)
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel. (Gas Well)

Raccordement	Horizon géologique dans un puits pour lequel on a signalé la production de pétrole ou de gaz naturel. (Connection)
Raccordement de puits de gaz	Horizon géologique d'un puits de gaz pour lequel on a signalé la production de gaz naturel. Si l'on a signalé pour le raccordement du puits à la fois la production de pétrole et de gaz naturel, le rapport de la production cumulative de gaz à la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole. (Gas Well Connection)
Raccordement de puits de gaz moyen	Moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements de puits de gaz effectués en une année dans une zone géographique. Les données de production pour un raccordement de puits de gaz moyen dans un groupe quelconque (zone géographique/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements de gaz d'un groupe, totalisée par mois de production normalisé] / [nombre total de raccordements de puits de gaz dans le groupe]. (Average gas well connection)
Raccordement de puits de pétrole	Horizon géologique d'un puits de pétrole pour lequel on a signalé la production de pétrole. Si l'on a signalé pour le raccordement du puits à la fois la production de pétrole et de gaz naturel, le rapport de la production cumulative de gaz à la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole. (Oil Well Connection)
Taux de diminution	S'entend de la réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Il s'exprime de différentes façons. Dans la présente ÉME, on utilise la **diminution exponentielle** pour définir les caractéristiques de diminution de la production des puits. Le positionnement du taux de production par rapport à la production cumulative donne alors une ligne droite; la pente de cette ligne représente le taux **nominal** de diminution (exprimé dans le présent rapport en degré par année). Le taux **réel** de diminution correspond à la baisse de production divisée par le premier taux de diminution. On peut le convertir en taux nominal comme suit : **Taux nominal de diminution = -ln(1 – taux réel de diminution)**. (Decline Rate)

A N N E X E S

Consulter sur Internet au http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2004_2006_f.htm

Annexe 1 Graphiques montrant le rendement moyen passé et projeté des puits par zone géographique

Annexe 2 Nombre d'appareils de forage présents dans le BSOC et taux d'utilisation

Annexe 3 Paramètres de rendement par groupe applicables à la production existante

Annexe 4 Paramètres de rendement passé et projeté applicables aux raccordements de puits de gaz moyens par année de raccordement et zone géographique

Annexe 5 Graphiques montrant les tendances de la productivité initiale moyenne des puits par zone géographique

Annexe 6 Rapport passé et projeté des raccordements de puits de gaz annuels aux puits de gaz annuels

Annexe 7 Graphiques montrant le nombre passé et projeté de puits forés par zone géographique

Annexe 8 Nombre de puits de gaz forés par zone géographique